一种解读井间干扰测试并量化产量影响案例

Mouin Almasoodi[1], Thad Andrews[1], Curtis Johnston[1], Ankush Singh[2], 和 Mark McClure[3]

[1]Devon Energy，[2]ResFrac Corporation

发表于 *arXiv*，*2023*年*2*月

摘要

井间干扰测试用于评估页岩储层中井与井之间的连通强度，其结果可为井距设计等工程决策提供依据。本文提出一种解读干扰测试的新方法：利用偏移观测点处一维扩散方程的解，对初始干扰响应进行拟合。与后续趋势相比，初始干扰响应受非线性效应、时变边界条件以及流动几何和流动状态不确定性的影响较小，因此更适合用于分析。根据曲线拟合结果，我们估算连通各井的裂缝的水力扩散率和导流能力。出于工程应用的需要，我们还希望量化干扰对井产量的影响。因此，我们寻求建立“生产干扰程度”（DPI）与适当无量纲量之间的关系，而该无量纲量可由裂缝导流能力估算值推导得出。通过在广泛条件下进行模拟，我们发现，经典的无量纲裂缝导流能力定义无法持续准确地预测 DPI。这是因为该定义是在径向流动几何假设下推导的，而页岩生产期间占主导地位的流动几何是线性的。我们还发现，CPG（Chow压力组）指标也无法始终准确预测 DPI。作为替代方案，我们推导出一种类似于经典“无量纲裂缝导流能力”的无量纲量，但它是针对线性流动而非径向流动几何推导的。利用这一方法，我们计算出“无量纲干扰长度”，该量能够将所有案例归并到一条曲线上，并根据裂缝导流能力、井距和地层性质预测 DPI。最后，我们将这一新方法应用于 Anadarko 盆地和特拉华盆地的现场案例。

1. 引言

页岩开发中的水平井距和垂向井距决策对经济优化至关重要（Cao 等，2017；Li 等，2020；Miranda 等，2022）。缩小井距会降低单井生产量和投资回报率，但

会提高单位土地面积的生产量和净现值（McClure 等，2022a）。公司会根据商业目标和生产限制权衡这些因素，以确定井距。

为了实现优化，公司需要能够预测生产量随井间距变化的关系。然而，要测量井周围泄油体积的大小和形状并不容易。支撑剂沉降和局部砂堵会阻碍支撑剂沿水力裂缝的全长铺置（Almasoodi 等，2020年；Cipolla 等，2022年；McClure 等，2022b）。微地震和邻井光纤等诊断方法可以测量裂缝的完整润湿长度，但目前还没有现成的诊断方法能够测量支撑裂缝长度。即使相邻井的支撑区域发生重叠，也没有简便的方法来估算井间流动通道的导流能力，或确定各井在多大程度上会影响彼此的生产量。

干扰测试填补了一个关键空白，因为它们能够测量邻井之间的连通程度。如果我们能够利用干扰测试测量不同距离下井间的连通性，就可以绘制井间距与干扰之间的关系，从而为井间距优化提供所需的关键信息。

在典型的干扰试井中，会逐步让一口或多口井投入生产，并在一口或多口关井邻井中测量压力。每口井投入生产后，会分析邻井中的压力变化，以评估连通程度。

Chow 压力组（CPG）方法常用于解释干扰测试（Chu 等，2020；Miranda 等，2022）。该方法通过将幂律曲线拟合到邻井投入生产后监测井中的压力响应来进行分析。幂律指数用于计算“CPG”参数，该参数与井间连通程度有关。

CPG 的一项局限是，它无法定量估算每口井的生产受到邻井生产影响的程度。此外，目前尚不清楚，在不同储层性质、流体性质或测试条件下，两口井之间测得的相同 CPG 值是否始终对应相同程度的生产干扰。

本文介绍了 Devon 干扰量化（DQI）流程。该流程通过解释干扰试井，估算井间的水力扩散率和裂缝导流能力。利用导流能力估算值和储层参数信息，计算“无量纲裂缝间距”参数（L_D）。随后，根据L_D估算产量干扰程度（DPI）。我们针对不同的地层性质、流体性质、井距和导流能力进行了模拟，发现L_D 与 DPI 之间的关系可归并为一条曲线。

我们定义了一种新指标 DPI，用于量化井间干扰对生产的影响。考虑以下情形：两口井已持续生产至少数月。这两口井的一侧彼此相邻，另一侧则没有邻井。随后，其中一口井关井。仍在生产的那口井的产量会受到怎样的影响？为进行量化，我们将参数“生产干扰程度”（DPI）定义如下：

$$\boldsymbol{DPI} = \frac{\boldsymbol{q_{20days}} - \boldsymbol{q_{bef}}}{\boldsymbol{q_{bef}}} \tag{1}$$

其中，q_{20days} 表示邻井关井20天后生产井的产量，而q_{bef} 表示其关井前的产量。如果 DPI 为 1.0，则表示邻井关井后，生产井的产量翻倍。如果 DPI 为 0.1，则表示产量增加 10%。

DPI 值不能超过 1.0，因为它基于这样一个假设：两口井在外侧均不受边界限制。根据对称性，受边界限制一侧对生产的影响不会超过不受边界限制一侧的生产。对于更复杂的井配置（例如两侧均有边界限制的井），理论上，关停邻井后，产量可能增加一倍以上。不过，这取决于许多具体因素，例如另一侧邻井的间距、关井的外侧是否还有其他井，以及其上方或下方是否还有其他井。为了定义一项指标，最好避免这些复杂情况。因此，我们将 DPI 定义为仅在特定情形下严格有效：只有两口井，且它们的外侧均不受边界限制。这样，即使测试的井配置和储层性质各不相同，也能进行“同类比较”。

为什么运营商不通过关停一口井，再测量邻井产量的变化来进行干扰测试？某些情况下这样做是可行的，但通常产量测量的频率或精度不足（尤其是在同一井场内分配各井产量时），难以实际操作，而且关井时间通常不会超过几天。

本文重点探讨页岩应用。不过，本文的方法也可应用于井间存在裂缝连通的其他场景，例如增强型地热系统。

2. 现有用于量化干扰

CPG方法是解读非常规储层干扰测试时应用最广泛的方法。然而，CPG方法存在局限性：它没有考虑流体和岩石性质的变化；虽然会考虑干扰期间的压力趋势形态，却不考虑其幅度或发生时间。

本节将阐述CPG方法的整体流程。为简化起见，我们假设只有两口井——一口生产井和一口监测井。先使生产井投产，同时监测监测井的压力。随后，监测井也将投产。

1. 首先，所研究的井处于关井状态。随后，将其中一口干扰井投入生产（POP）。2. 根据生产井投入生产前监测井的压力趋势拟合一条曲线。该曲线可以是线性函数或幂律函数。然后，ΔP POP 后的压力计算为实测压力与外推曲线之间的差值。3. 计算 Bourdet 导数（也称为半对数导数）$\Delta p'$ 如下：

$$\boldsymbol{\Delta p' = \frac{d\Delta p}{d(\ln(t))}} \tag{2}$$

4. 然后计算 CPG，如下：

$$\boldsymbol{CPG} = \frac{\boldsymbol{\Delta p}}{\boldsymbol{2\Delta p'}} \tag{3}$$

5. CPG稳定后，可将稳定的CPG值取平均，计算压力干扰幅度（MPI）。在实际现场数据中，往往难以获得稳定的CPG值，这可能导致MPI估算出现误差。

Chu等人（2020）提出，CPG小于0.5对应弱干扰，0.5–0.75对应中等干扰，CPG大于0.75则对应强干扰。Ballinger等人（2022）对CPG方法作了详细说明。

3. 用于量化干扰的DQI流程

我们提出了一种新的方法——Devon 干扰量化（DQI）流程——用于分析干扰测试。该流程的步骤列于下方，并将在后续小节中详细讨论：

1. 绘制ΔP 和$t\frac{dp}{dt}$ 随时间变化的双对数图 2. 估算井间裂缝连通的水力扩散率 3. 估算井间连通的裂缝导流能力 4. 计算无量纲干扰长度，L_D5. 根据图3中的相关关系和计算得到的L_D，估算生产干扰程度（DPI）

3.1. 步骤 1：创建 Δp 和 Bourdet 导数图

图1a显示了俄克拉何马州阿纳达科盆地梅拉梅克组某现场实例中监测井的压力观测值。黑色竖线表示邻井开始生产的时间，这导致监测井出现向下的压力响应。

为进行解释，我们首先构建一张双对数压力导数图，显示从瞬态开始时起Δp 和$t\frac{dp}{dt}$ 随时间的变化（图1b）。数值 Δp 定义为：$\Delta p = p - p_{ref}$。p 是压力计记录的压力，p_{ref} 是先前压力下降趋势的外推结果（图1a中的橙色线）。通过按压力增量重新采样来平滑数据可能会有所帮助。

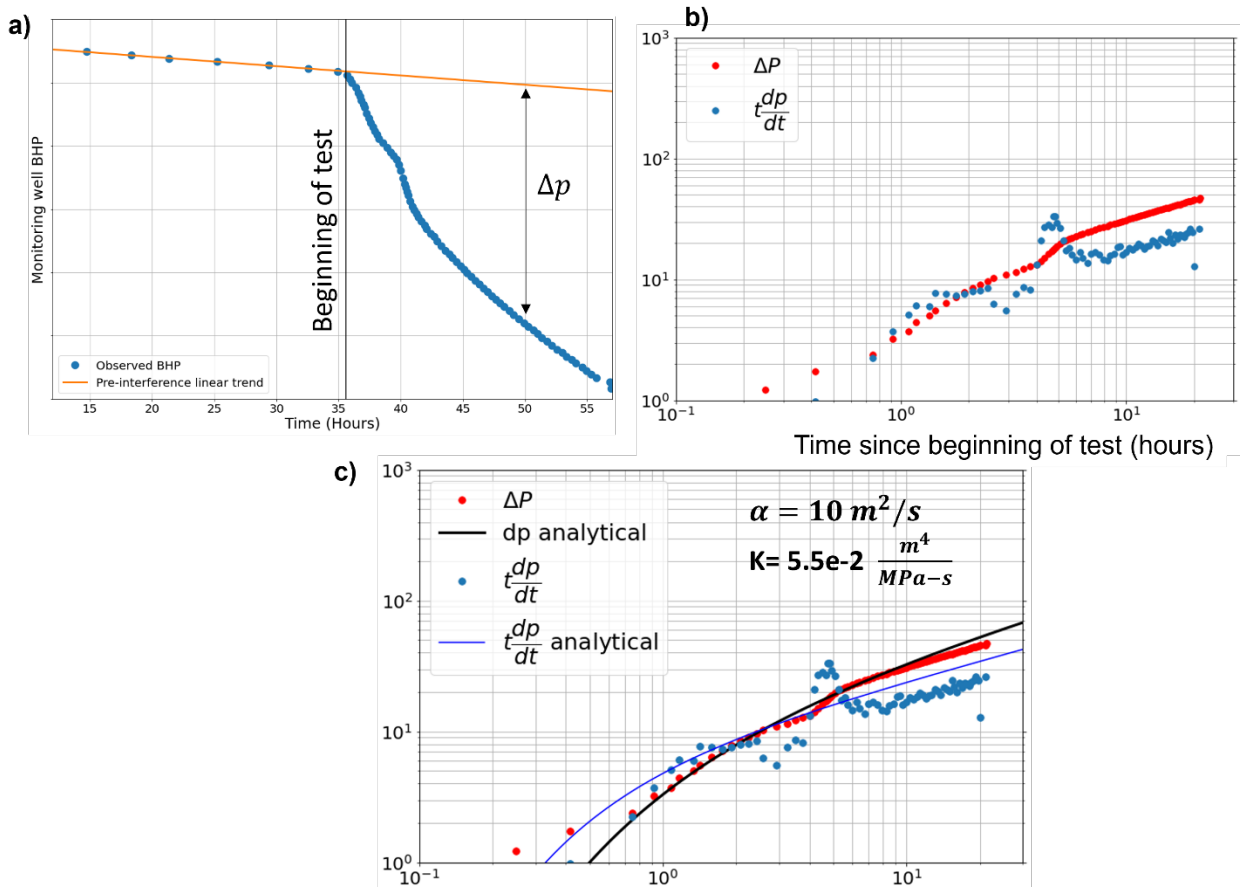

图*1.* 使用 *DQI* 方法解释干扰试井所需图表示例。*a*）邻井投产前后监测井中的压力观测值。邻井开始生产（*POP*）的时间以黑色垂直线标出，表示干扰试井的开始。橙色线表示干扰发生前压力的线性趋势，并将其外推至干扰试井时段，以计算 *Δp*；*b*）干扰试井期间观测到的 *Δp* 和 $t\frac{dp}{dt}$；*c*）通过试算并调整 α 和 *K*，使解析解得出的 *Δp* 和 $t\frac{dp}{dt}$（黑线和蓝线）与压力及导数观测值相拟合，从而获得良好的拟合效果。

3.2. 步骤2：根据干扰期间的压力变化计算扩散率

当生产井投入生产时，压力扰动会沿裂缝传播，如压力扩散方程（Zimmerman，2018）所述。在经典的试井分析中，“探测半径”r_{inv}定义为压力扰动将在其中产生影响的、距井的距离，它是时间t和水力扩散率α 的函数（Horne，1995）：

$$r_{inv} = 4\sqrt{\alpha t} \tag{4}$$

对于多孔介质中的流动，水力扩散率等于渗透率除以孔隙度、总压缩性和黏度后的平方根。对于裂缝，更适合用裂缝导流能力和缝宽来定义水力扩散率：

$$\boldsymbol{\alpha = \frac{k_f W}{\mu\left(\frac{dW}{dp} + c_f W\right)} = \frac{C}{\mu\left(\frac{dW}{dp} + c_f W\right)}} \quad (5)$$

其中k_f为裂缝渗透率，W为缝宽，C为裂缝导流能力，μ为流体黏度，$\frac{dW}{dp}$为缝宽对压力的导数，c_f为裂缝中流体的压缩性。

假设裂缝高度固定，且压力扰动沿裂缝以线性流方式传播，我们可以根据半无限平板中恒定通量源的解析解（Hetnarski 等人，2014）计算压力变化，其中压力扰动在偏移距离 y 处观测到。

$$\boldsymbol{P(y,t) - P(y,0) = \frac{2q_0\sqrt{\frac{\alpha t}{\pi}}}{K}\exp\left(-\frac{y^2}{4\alpha t}\right) - \frac{q_0 y}{K}\operatorname{erfc}\left(\frac{y}{2\sqrt{\alpha t}}\right)} \quad (6)$$

$\boldsymbol{q_0}$ = 产量（m^3/s）

$\boldsymbol{y}$ = 偏移距离（m）

$\boldsymbol{\alpha}$ = 扩散率（m^2/s）

$\boldsymbol{K}$: 等于 $\frac{C*H}{\mu}$ ，其中 C 为裂缝导流能力，H 为裂缝高度，μ 为裂缝内流体的黏度（m^4/MPa*s）

绘制解析解后可以看出，压力干扰开始出现的时间由扩散率控制，而干扰开始后曲线的形状主要由 K 参数控制。

可以用公式6拟合实测数据，并估算扩散率和K参数。然而，K 的估算结果比扩散率的估算结果不确定性大得多。以下因素可能会影响该估算：(a) 生产井的产量并非常数；(b) 裂缝几何形态复杂，并非线性几何形态；(c) 流动状态发生变化，例如从裂缝线性流转变为其他状态（如基质流动导致双线性流）。此外，早期生产期间可能存在非线性效应，严格来说，这些效应可能会违反线性化的"单相"假设，而该假设是以下做法的依据：(a) 使用简单的扩散方程解（公式6）；(b) 计算 $\Delta p = p - p_{ref}$ ，以扣除此前的压力趋势（这依赖于叠加原理）。

另一方面，对扩散率的估算（根据信号开始出现的时间）相当稳健。如方程4所示，探测半径与扩散率和时间乘积的平方根成正比，无论流动状态、流动几何或生产井处的边界条件是否变化。此外，

干扰试井的早期压力响应涉及的压力变化相对较小，因此可将系统中非线性效应（例如流体压缩性变化）的潜在影响降至最低。

因此，早期的干扰压力响应——矛尖——是瞬态过程中最适合用于估算扩散率的部分。它受不确定性和非线性效应的影响最小。

为了估算扩散率，我们采用试错法，将公式6拟合到观测到的 Δp 和 $\Delta p'$曲线。曲线拟合得到的κ值不会用于后续分析，但将其纳入曲线拟合仍然有用，因为它用于估算扩散率。首要任务是拟合与初始响应相符的趋势部分——最初的 10 或 100 psi。预计解析解无法拟合初始响应之后的瞬态过程。图1c展示了将解析解拟合到实际干扰试井的示例。图2展示了水力扩散率和κ变化所产生影响的敏感性。

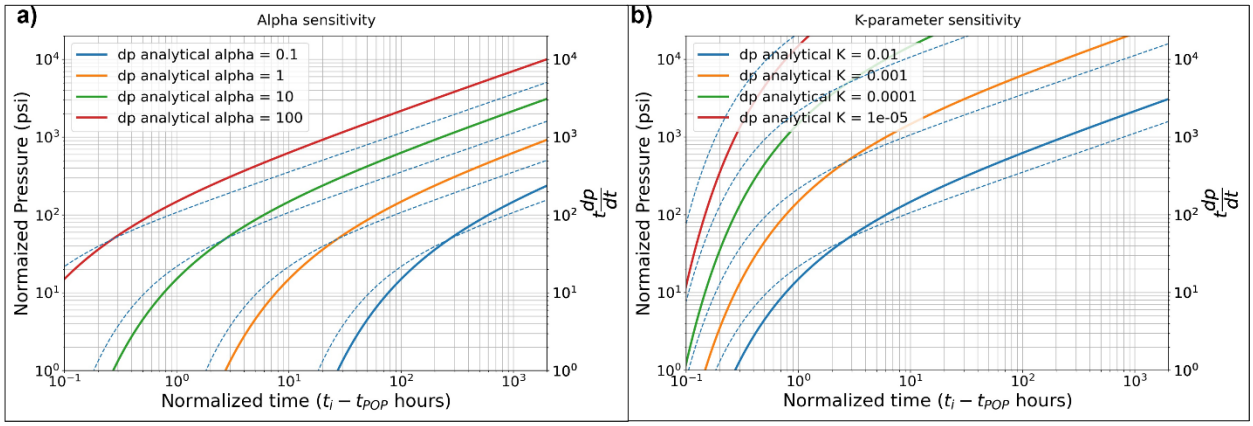

图2：使用不同参数值的解析解计算得到的偏移监测井处 *dp*（实线）和 $t\frac{dp}{dt}$（虚线）的变化：*(a)* α（保持 *K* 恒定为 *= 0.01*）；*(b) K* 参数（保持 *alpha* 恒定为 *= 10*）。α 的单位为 $\frac{m^2}{s}$，*K* 参数的单位为 $\frac{m^4}{MPa*s}$。

3.3. 步骤3：根据扩散率计算导流能力

根据曲线拟合估算出扩散率后，我们可以代入方程5来估算裂缝导流能力。实际上，我们无法精确获知$\frac{dW}{dp}$和W，但可以代入合理的数值：$\frac{dw}{dp} = 0。8e-5\ to\ 3e-5\frac{m}{MPa}$ (2.2e − 6 至 8.1 e − 6，单位为 psi)以及W =0.76 mm (0.03 英寸)。

对于c_f，我们使用裂缝中干扰流体的压缩性。对于增产改造后的初始POP测试，该值将采用水的压缩性，~0。000435 MPa^{-1}。对于生产数月后进行的测试，裂缝中的流体将是由油、气体和/或水组成的多相混合物。在这种情况下，我们必须使用裂缝中所有相的总压缩性（可使用附录B中给出的技术进行估算）。

对于黏度，我们采用裂缝中流体的黏度。初始POP测试可能受压裂液黏度控制。例如，水力压裂中使用高黏度高黏度减阻剂时，POP

测试黏度可能受到高黏度减阻剂黏度的影响，而其黏度可能显著高于水。在后续生产阶段的测试中，必须估算多相混合物的有效黏度（附录B）。

3.4. 第4步：计算无量纲井距

接下来，我们计算一个无量纲数 L_D，可将其粗略定义为“无量纲排泄距离”。L_D 的推导首先对“假设裂缝无限延伸且支撑裂缝长度无穷大时，沿裂缝可能达到的最大排泄距离”进行近似估算。该排泄距离由流入裂缝的流量与沿裂缝流动的流量之间的平衡决定。

推导 L_D 时采用了粗略的“信封背面”估算，但这是可以接受的，因为我们的目标并非推导出严格的解析解，而是确定变量之间适当的标度关系。随后，在第4.2节中，我们通过模拟对假设的标度关系进行经验验证，并确定 L_D 与 DPI 之间的定量关系。

为估算沿裂缝（朝向井筒）的流量，我们写出达西定律 :

$$\boldsymbol{Q_{frac} = \frac{C_{fracture}}{\mu} H \frac{\Delta p}{L}} \tag{7}$$

其中

$\boldsymbol{Q}$ = 流量（m^3/s）

$\boldsymbol{H}$ = 裂缝高度（m）

$\boldsymbol{\Delta p \approx BHP_{initial} - P_{res}}$

$\boldsymbol{dL}$ = 沿裂缝方向的泄流距离长度（m）

假设基质线性流流入裂缝，则流入裂缝的流体流量可表示为：

$$\boldsymbol{Q = 2HL * (\Delta p) \sqrt{\frac{\phi c_t k}{\pi \mu}} t^{-0.5}} \tag{8}$$

其中

$\boldsymbol{\phi}$ = 孔隙度（v/v）

$\boldsymbol{c_t}$ = 总压缩性，即流体与孔隙压缩性之和（MPa^-1）

$\boldsymbol{k}$ = 基质渗透率（$\boldsymbol{m^2}$）

$\boldsymbol{t}$ = 估算产量影响的时间（秒）（在我们的分析中采用 20 天）

$\boldsymbol{L}$ = 发生生产的裂缝区域长度

接下来，我们估算在支撑裂缝长度无限的假设下，可能被泄流的最大裂缝长度。在这种情况下，泄流长度将受到裂缝向井输送流体的能力限制，而这一能力取决于流体流入裂缝的速率。

通过令方程 7 和 8 中Q的值相等（这意味着流体流入裂缝的流量等于沿裂缝流动的流量），并求解L，即可估算最大可能泄流长度。裂缝中的流体密度与基质中的流体密度可能略有不同，因此令体积流量（Q)相等并非完全精确，但这种近似影响很小，能够简化计算。此外，我们假设 Δp “裂缝流动”的速率近似等于 Δp “基质流动”的速率，因此这些项可以相互抵消（详见下文第3.6节）。

$$\boldsymbol{L} = \sqrt{\frac{\left(\boldsymbol{C_{fracture}}\right)\left(\frac{\boldsymbol{k_r}}{\boldsymbol{\mu}}\right)_{\boldsymbol{frac,t}}}{\boldsymbol{2\sqrt{\frac{\phi c_t k}{\pi}\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_{mat,t}}}\,\boldsymbol{t^{-0.5}}}} \tag{9}$$

$\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_{frac,\ t}$ = 生产期间裂缝中流体的总流度$\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_{mat,\ t}$ = 生产期间基质中流体的总流度，其中总流度等于 $\frac{k_{rw}}{\mu_w}+\frac{k_{ro}}{\mu_o}+\frac{k_{rg}}{\mu_g}$

在这些方程中，由于它们定义的是长期衰竭期间的生产响应，因此流体性质应采用流动中的储层流体性质，而非压裂液的性质（即使干扰试井是在各井刚开始生产时进行的）。

为了建立直观认识，不妨考虑几个“极端”情况。如果相对于导流能力而言，渗透率较高，那么流体就能迅速流入裂缝；但裂缝导流能力（即沿裂缝输送流体的能力）会限制总流量，因此有效泄流长度也会受到限制。反之，如果相对于导流能力而言，渗透率非常低，那么就需要较大的产能裂缝面积才能达到裂缝的流量能力，此时有效泄流长度将较大。

这两种效应之间的平衡——流体沿裂缝传输的能力，以及流体进入裂缝的速率——决定了裂缝能够排采的长度。当然，实际情况下，支撑裂缝长度并非无限。如果井间距足够大，以至于支撑区域没有重叠，那么干扰试井结果将很容易解读——干扰程度很小

。但是，如果支撑区域确实重叠，就会发生干扰，而方程 7 和 8 有助于量化干扰程度。

接下来，我们用半井距除以无量纲泄流长度，计算无量纲泄流长度 L_D。直观来看，我们预计 DPI 会随着 L_D 增大而增大。

$$\boldsymbol{L_D = \frac{L}{\frac{y}{2}}} \tag{10}$$

$\boldsymbol{y}$：井距

3.5. 步骤 5：建立无量纲井距与 DPI 的关系

如第4.2节所述，我们在广泛的条件范围内对干扰测试进行了数值模拟，改变了流体性质、储层性质和井距。在所有情况下，我们都模拟了：(a) 一次干扰试井；以及 (b) 关井其中一口井所造成的产量影响。通过分析干扰试井来推断 L_D，而单井关井模拟则使我们能够直接观察 DPI。随后，我们绘制了 DPI 与 L_D 的交会图。图3显示，结果汇聚到一条曲线上。这意味着，我们可以利用 L_D 的估算值来估算 DPI.

根据干扰试井估算出 L_D 后，可直接从图3读取 DPI 的值，也可以通过以下公式计算：

$$\boldsymbol{DPI = \frac{1}{1 + (2.5/L_D)^{3.1}}} \tag{11}$$

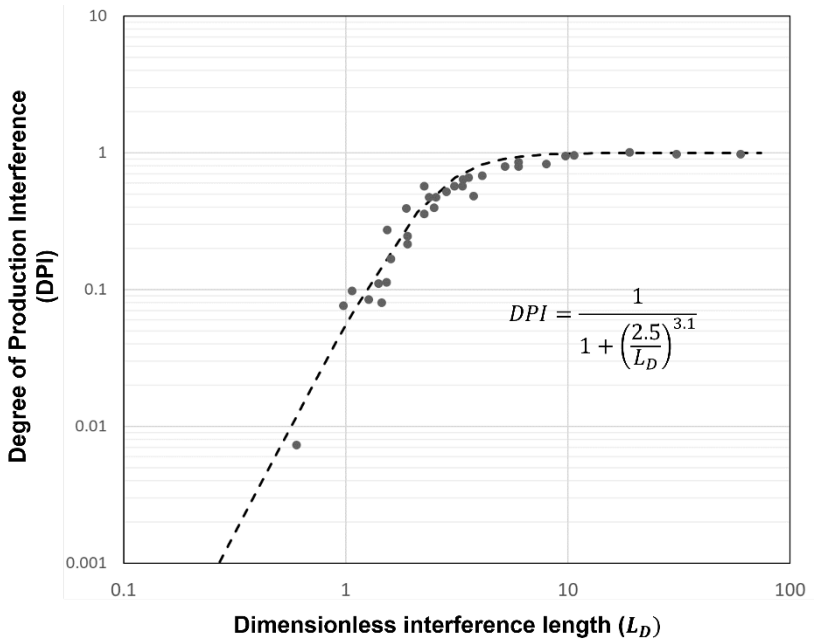

图*3*。数值模拟所得的 L_D 与 *DPI* 的关系汇聚于虚线所示的曲线。圆点表示各次数值模拟，详见第*4*节。这些模拟采用了不同的裂缝、流体和基质属性输入。

3.6. 理解为何经典的“无量纲裂缝导流能力”无法准确反映变量之间的标度关系

传统上，人们使用“无量纲裂缝导流能力”（F_{CD}）的概念（例如，Pearson，2001）来估算“沿裂缝压降”与“储层压降”的相对大小。在第3.4节中，L_D 是以等效方式推导出来的——通过平衡沿裂缝压降与基质内压降。我们为什么不使用L_D，而改用F_{CD}来缩放裂缝导流能力，并寻求F_{CD}与 DPI 之间的关系呢?

使用与第4.2节所述相同的一组模拟，我们绘制了 DPI 与 F_{CD} 的关系图，发现这些模拟并未汇聚于同一条曲线，这表明F_{CD} 无法反映相关变量之间的标度关系。

原因在于，无量纲裂缝导流能力是根据特定于径向流和边界控制径向流的压力降之比推导而来的（Cinco-Ley 等，1978；Abbaszadeh 和 Cinco-Ley，1995年）。在常规储层的经典油藏工程中，这一假设是恰当的。然而，在页岩中，裂缝不会进入径向流状态，而是呈现垂直于裂缝面的线性流动几何。

径向流和线性流过程中各变量的标度关系不同。例如，径向流与储层黏度成反比，而线性流与储层黏度的平方根成反比。相比之下，沿裂缝压降与黏度成反比。因此，如果我们取“径向流”压降与“沿裂缝”压降的比值，黏度项就会抵消——这就是为什么在定义 F_{CD}时无需考虑黏度。但是，对于线性

流动几何进入裂缝的情况，如果我们取“基质线性流”压降与“沿裂缝”压降的比值，黏度项不会抵消，这就是为什么方程 9 中仍然包含黏度项。因此，对于线性流，F_{CD} 的经典定义无法充分体现关键变量之间的标度关系。

方程 7 和 8 可用于定义“线性流等效”无量纲裂缝导流能力。我们令通过裂缝与基质的 Q 相等，并求解基质中 Δp 与裂缝中 Δp 的比值：

$$\frac{\Delta p_{matrix}}{\Delta p_{fracture}} \propto F_{CD,linear} = \frac{C\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_{frac,t}}{2L^2\sqrt{\frac{\phi c_t k}{\pi}\left(\frac{k_r}{\mu}\right)_{mat,t}}\, t^{-0.5}} \tag{12}$$

此处对 $F_{CD,\ linear}$ 的定义仅用于讨论。DQI 相关性使用 L_D，而不是 $F_{CD,\ linear}$。

在附录 D 中，我们采用类似的方法，在假设径向流的情况下推导 F_{CD} 的经典定义，并说明为什么其所得标度关系不同于采用线性流推导得到的结果。

4. 使用模拟示例进行验证

我们验证了所提出的方法，并将结果与三维数值模拟和现场数据对应的 CPG 工作流程进行了比较。

4.1. 使用恒定流率模拟展示裂缝导流能力估算

4.1.1. 模拟设置

利用完全耦合的三维水力压裂、地质力学和油藏模拟器（McClure 等，2022c），我们对水力压裂井之间的干扰开展了一系列模拟。

在基础模拟中，我们采用了尽可能简单的问题设置，以分离系统的基本特性。随后，我们运行了更复杂的模拟，以评估解释流程的稳健性。

图4展示了模型设置。模型由两口井组成，即生产井和监测井，两口井之间由一条矩形恒定导流能力裂缝连接（图4b和2c）。为简化起见，未对水力压裂和支撑剂铺置过程进行建模；相反，将裂缝指定为具有已知属性的“预先存在”裂缝。包含完整水力压裂/油藏模拟的模拟见第 4.3 节。

裂缝的初始开度设为合理的通用值。根据 Barton-Bandis 方程，裂缝开度是有效法向应力的函数（Barton 等，1985；Willis-

Richards 等人，1996）。选择 Barton-Bandis 方程的参数，使其在模拟条件范围内的裂缝压缩性近乎恒定，且符合支撑剂充填层导流能力的合理值（~0.01 MPa^{-1}）。在每次模拟中，裂缝导流能力均设为恒定且均匀的值。

基准模拟采用单相微可压缩流体。渗透率均质，孔隙压力为静水压力。水的黏度为 0.31 cP，流体压缩性为$0.000435\ MPa^{-1}$。

模拟开始时，两口井均处于关井状态。生产井以 2 桶/天的恒定液体产量边界条件投入生产（POP），如图4a中的蓝色虚线所示。生产井投入生产后，监测井的井底压力开始下降。

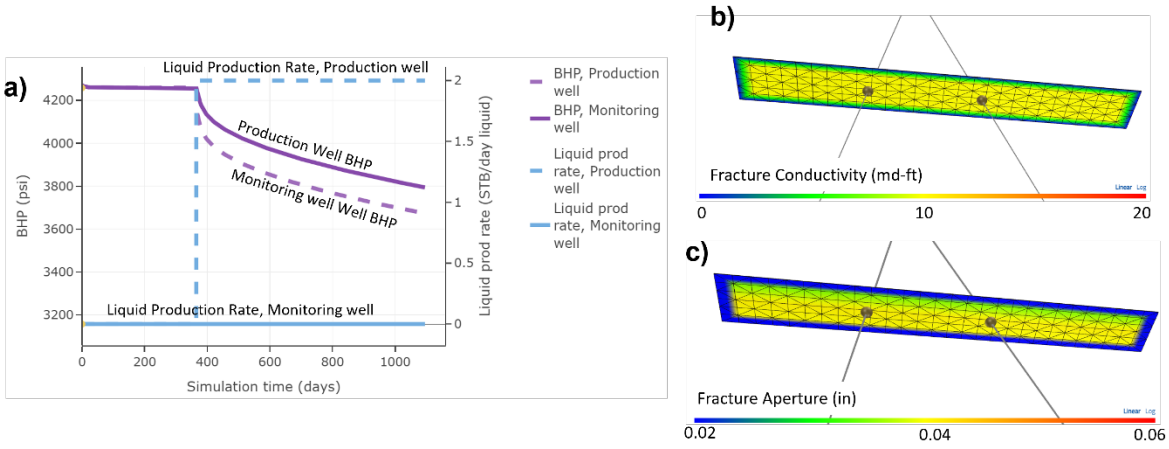

图*4*：*a)* 单次干扰试井简单案例的设置；*B)* 连接两口井的恒定导流能力裂缝；*C)* 几乎均匀的裂缝开度。请注意，裂缝边缘处的导流能力和开度似乎逐渐减小至零；然而，这是由颜色插值造成的可视化假象。在实际模拟中，导流能力和开度几乎均匀。

初始基准模拟采用的裂缝导流能力分别为 0.1、1、10 和 100 毫达西·英尺。根据模拟结果，按照第3节所述的流程计算扩散率。

4.1.2 结果

图5显示，解析解与监测井压力下降的早期部分吻合，几周后则出现偏离。监测井最初的压力响应，即“矛尖”，代表裂缝线性流。较晚时段的信号受到向双线性流和/或基质线性流转变的影响。因此，DQI方法的重点是匹配信号出现后早期时段的压力下降，从而避免流态转变及其他非线性效应带来的复杂性。

不出所料，四种情况下推断出的α 均随裂缝导流能力的增加而增大。对于每种情况，我们都会计算一个可能的裂缝导流能力范围，以涵盖假定的合理$\frac{dW}{dp}$取值范围（见第3.3节）。表1显示了计算得到的裂缝导流能力范围，

不同案例表明，该方法能够得到合理的估算值，且与输入的裂缝导流能力一致。

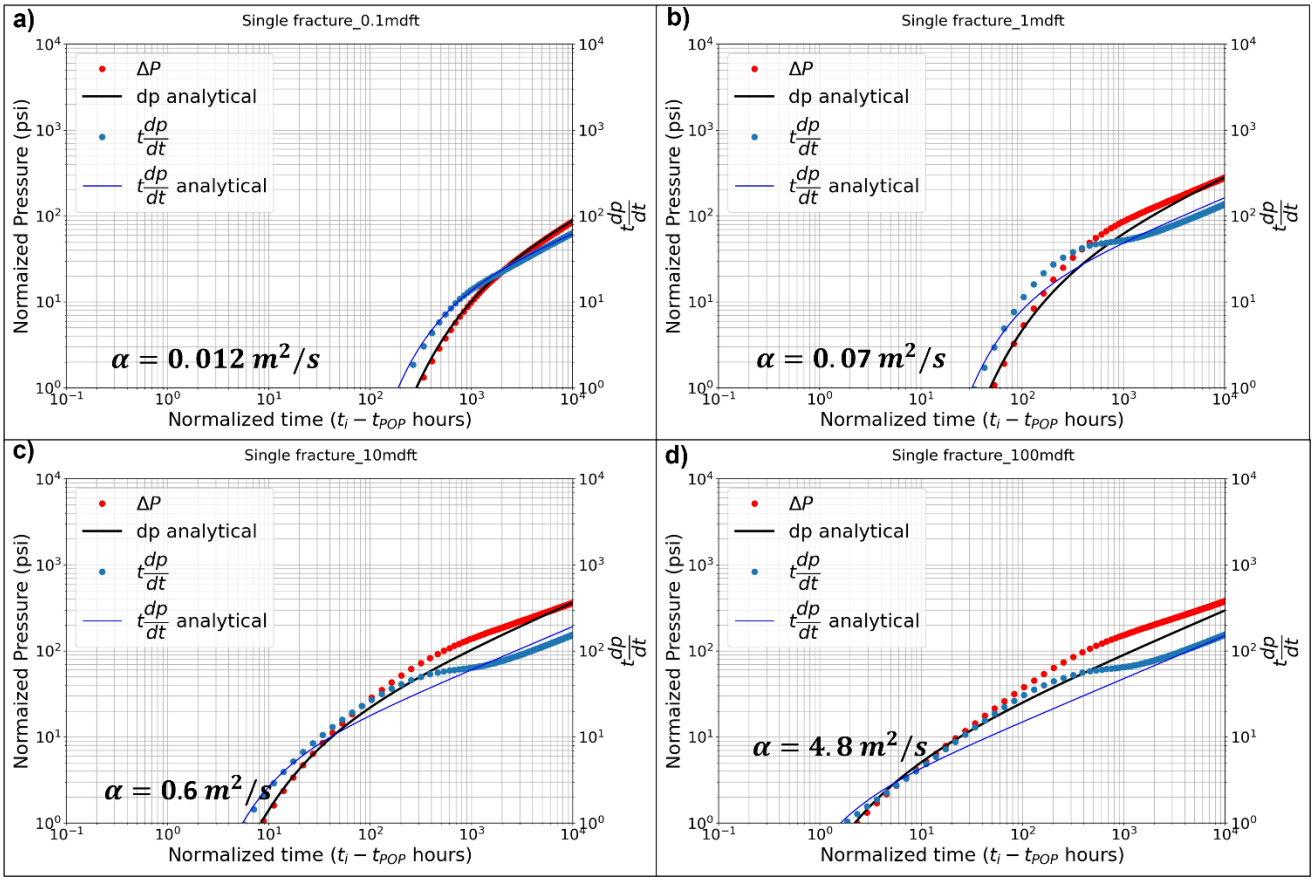

图5：定产量案例展示了如何利用裂缝线性流解析解进行扩散率分析，以计算连通裂缝的导流能力。计算得到的α与输入的裂缝导流能力成正比。

表1：根据水力扩散率估算值计算裂缝导流能力

输入的裂缝导流能力	拟合参数		估算裂缝导流能力	
	α	K	*Low*	*High*
毫达西·英尺	*m2/s*	$\frac{m^4}{MPa*s}$	毫达西·英尺	毫达西·英尺
0.1	0.012	2.50E-05	0.1	0.2
1	0.07	2.00E-05	0.6	1.4
10	0.6	5.00E-05	5.1	12.4
100	4.8	1.80E-04	40.7	99.3

4.1.3. 在更复杂、更真实的条件下测试分析流程

为测试 DQI 方法，我们针对不同的导流能力、井距、黏度、流体压缩性和基质渗透率进行了模拟。在这些模拟中，我们没有采用恒定产量边界条件，而是根据第 5.1 节中的现场数据集，以简化的幂律递减方式改变生产井的井底压力。

我们扩展了基准模拟，以模拟多次干扰测试，如图 6 所示。首先，在 POP 进行初始干扰测试——测试-1——随后生产一年，然后关闭监测井。监测井关井后，生产井产量的变化用于量化两口井之间的生产干扰程度（DPI）。接着关闭生产井，并在测试2中观察监测井的压力恢复变化。最后，生产井恢复生产，并观察监测井的压力变化。这一系列操作提供了三种不同的干扰测试，同时还直接测量了监测井关井后生产井的"增产"幅度。整个模拟过程中，裂缝导流能力保持不变。

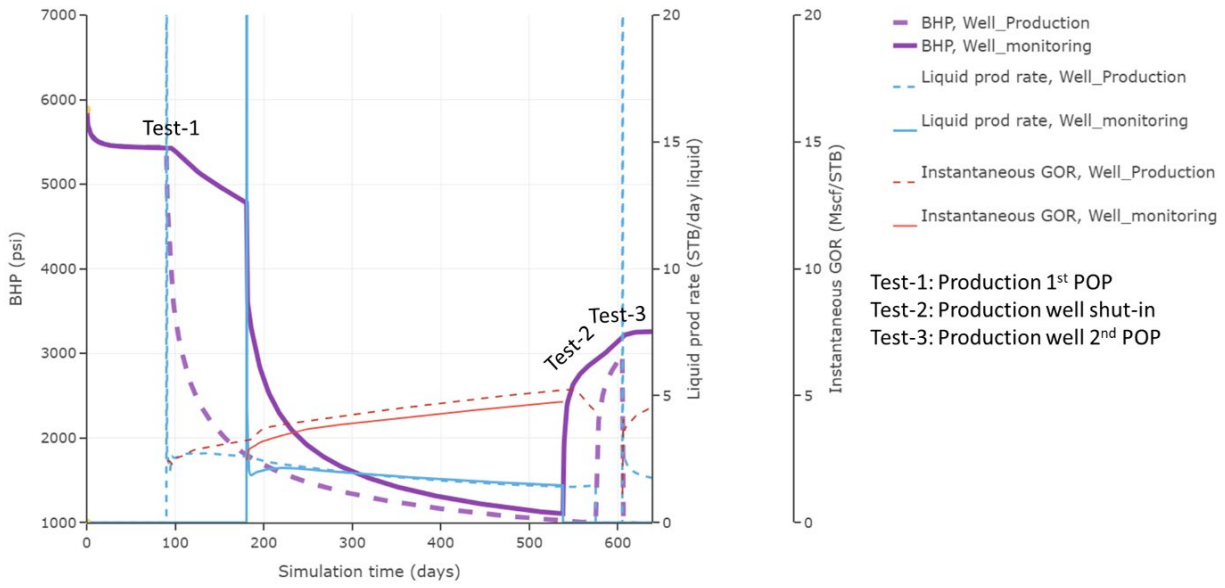

图 *6* 多项测试的模拟设置，采用井底压力控制，并设置符合实际情况的压力下降，以便量化干扰导致的产量变化。

我们进行了以下模拟：

1. 裂缝导流能力为 10 毫达西·英尺，基质渗透率为 1、10、20、50、100、200、500 纳达西 2. 裂缝导流能力为 1、100 毫达西·英尺，基质渗透率为 1、10 和 100 纳达西 3. 黏度比水的黏度高 30 倍和低 30 倍的地层流体 4. 压缩性比水高 10 倍和 100 倍的地层流体 5. 不同井距：520 英尺、600 英尺、1140 英尺、1450 英尺和 1760 英尺

图7展示了其中四种模拟的示例。监测井井底压力的早期部分与采用适当的 α 和 k 值所得的解析解吻合良好。上述所有情况计算出的导流能力均与输入值高度一致（附录 A）。

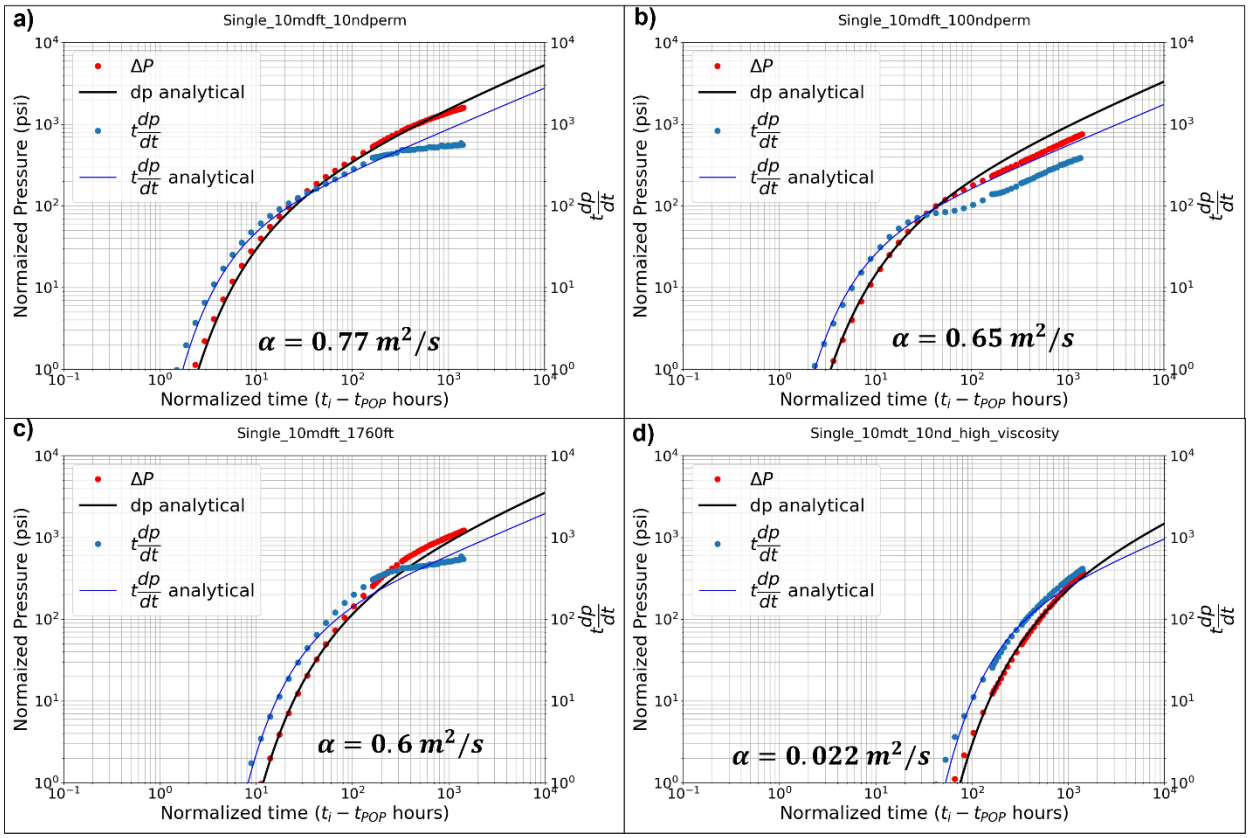

图7：在生产井采用现实压力边界条件的情况下，针对渗透率、井距和黏度各异的情形计算 α 。各情形为：*a)* 参考值：导流能力为 *10* 毫达西·英尺、渗透率为 *10* 纳达西、井距为 *880* 英尺；*b)* 参考值导流能力、渗透率为 *100* 纳达西；*c)* 导流能力为 *10* 毫达西·英尺、井距为 *1760* 英尺；*d)* 黏度高出 *30* 倍的 *10* 毫达西·英尺情形。请注意，计算 α 的导流能力时已考虑黏度。

4.1.4. 三次干扰试井之间的一致性

如第 4.1.3 节所述，基准模拟设置包含在不同时间点进行的三次独立干扰试井。由于模拟过程中裂缝导流能力始终保持恒定，因此我们预计，对三次干扰试井进行解释时，每次得出的导流能力应相近。

图8显示了模拟中三次测试的曲线，该模拟的裂缝导流能力为 10 毫达西·英尺，渗透率为 10 纳达西。三次测试均显示出相近的 α ，表明解析解与观测到的 Δp 和 $t\frac{dp}{dt}$ 拟合良好。表2列出了三次模拟中三次测试估算的裂缝导流能力，其输入裂缝导流能力分别为 1、10 和 100 毫达西·英尺。在这三次模拟中，不同测试估算出的裂缝导流能力彼此相近，且接近输入值。

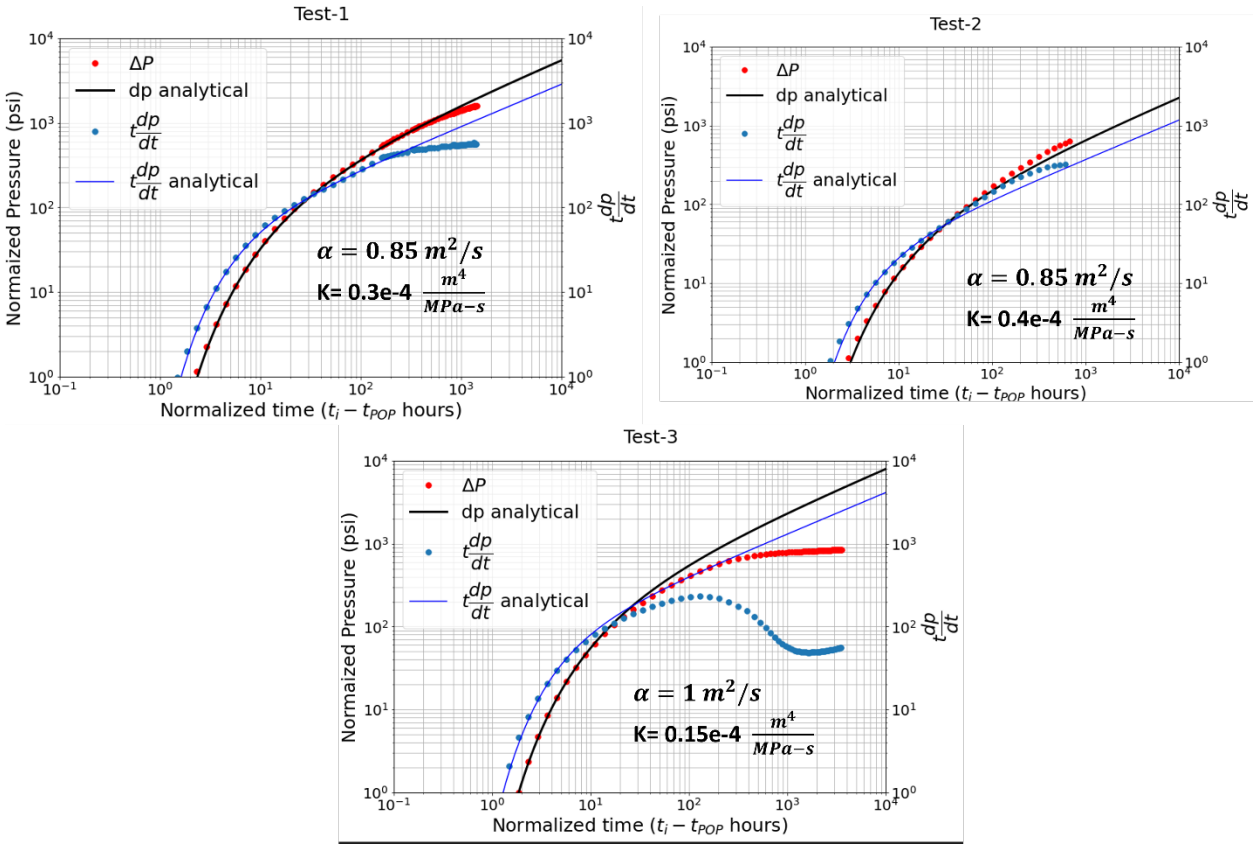

图*8.* 将解析解中的Δp, $t\frac{dp}{dt}$ 与模拟模型中针对*10*毫达西·英尺裂缝导流能力和*10*纳达西基质渗透率的情形所进行的三次测试的压力观测值绘制在一起。三次测试得到的α 值彼此一致，并且合理近似于输入的裂缝导流能力。

表*2*。计算得　　出的三次测试的裂缝导流能力范围，展示了裂缝导流能力不同的情形　　.

Case	扩散率（α）（$\frac{m^2}{s}$）			估算的裂缝导流能力范围（毫达西·英尺）		
	测试-1	测试2	测试-3	测试-1	测试2	测试-3
10 毫达西·英尺裂缝具有 10 纳达西渗透率	0.85	0.85	1	7.2-17.6	7.2-17.6	8.5-20.7
1 毫达西·英尺裂缝含 10 纳达西渗透率	0.06	0.06	0.07	0.5-1.2	0.5-1.2	0.6-1.4
100 毫达西·英尺裂缝具有 10 纳达西渗透率	8	8	12	67.8-165.4	67.8-165.4	101.7-248.1

4.2. 估算干扰造成的产量影响

虽然估算裂缝导流能力很有用，但干扰测试的最终目标是了解干扰造成的产量影响。监测井关井时生产井产量的变化（图 6）代表干扰造成的产量影响。如第1节所述，可以用DPI指标量化这种产量影响。

图9显示了第4.1.3节所述不同模拟案例的产量变化。正如方程 9所预测的那样，即使测试具有相同的导流能力，相对产量影响也会有很大差异。例如，图9c显示，井距越小，产量影响越大。图9d显示，黏度越低，产量影响越大。

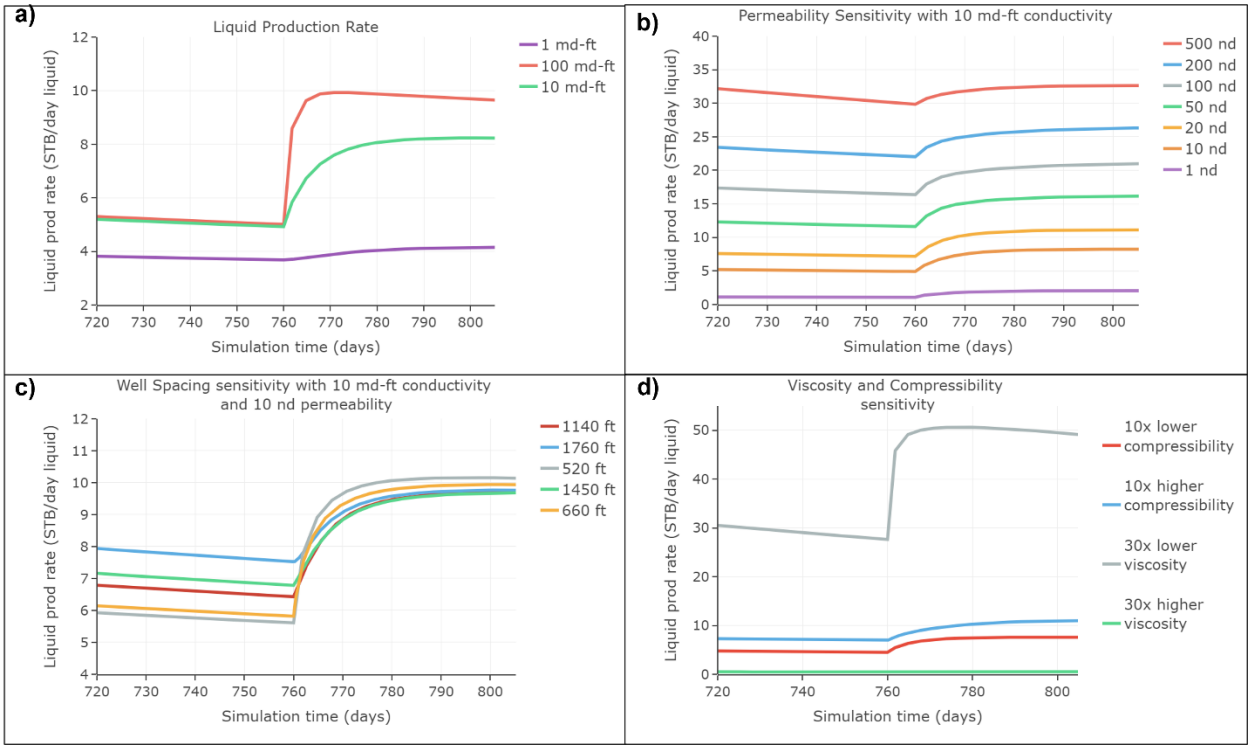

图*9 a*）导流能力变化时的产量变化；*b*）渗透率变化时的产量变化；*c*）井距变化时的产量变化；*d*）黏度和压缩性变化时的产量变化

按照第3.4节所述步骤，我们计算了所有模拟案例的L_D。我们还计算了相同案例的24小时CPG值。图10a显示无量纲干扰长度，图10b显示所有模拟的24小时CPG与DPI的关系。图10a显示这些模拟结果汇聚到同一条曲线上。这表明方程 9中的标度关系成功捕捉了各变量之间的关系。

另一方面，相对产量影响与 CPG 的关系图呈现出较大的离散性。总体而言，CPG 值越高，DPI 值也越大。不过，我们还发现，相同的 CPG 值可能对应着差异显著的 DPI 值。

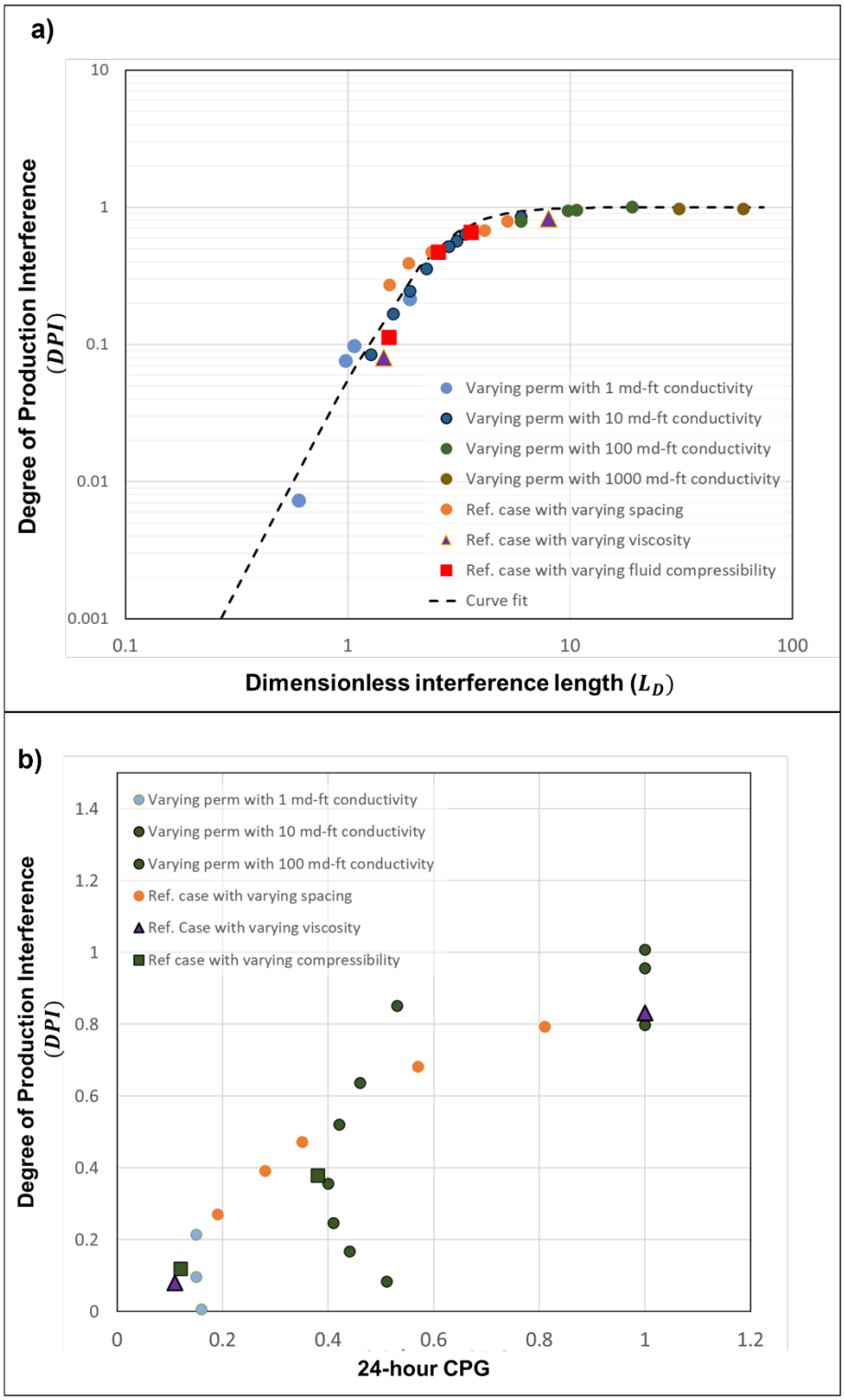

图*10*：*a)* 展示了不同案例中*DPI*与L_D 的关系。每个案例代表一次模拟，采用了特定组合的裂缝导流能力、基质渗透率、井距、流体黏度和流体压缩性。参考案例采用导流能力为*10*毫达西·英尺的导流裂缝、基质渗透率为*10*纳达西、井距为*880*英尺，并使用水的黏度和压缩性。所有参数详见表*2*；*b)* 展示了相同模拟中*DPI*与*24*小时*CPG*的关系。为符合行业惯例，*CPG*值*>1* 已截断至*1*。

4.3. 复杂程度逐步增加的案例：多相流、多条裂缝和非均质导流能力

为进一步测试该方法，我们开展了其他案例，以评估其在更现实条件下的表现：多条裂缝、多相流以及支撑剂的现实分布。这些案例包括：

1. 具有恒定10毫达西·英尺导流能力的裂缝，配合干气藏。2. 具有恒定导流能力的裂缝，储层压力起初高于泡点，随后逐渐降至泡点以下，并有气体从溶液中析出。在此案例中，测试-1期间裂缝内压力高于泡点，随后在测试2开始前降至泡点以下。裂缝导流能力保持恒定，为10毫达西·英尺。3. 针对油气藏中支撑剂非均质分布的单段进行现实的单段模拟。

图11展示了案例#1中干气藏内恒定导流能力为10毫达西·英尺的裂缝的导流能力估算结果。估算出的导流能力与模拟中的输入裂缝导流能力一致。

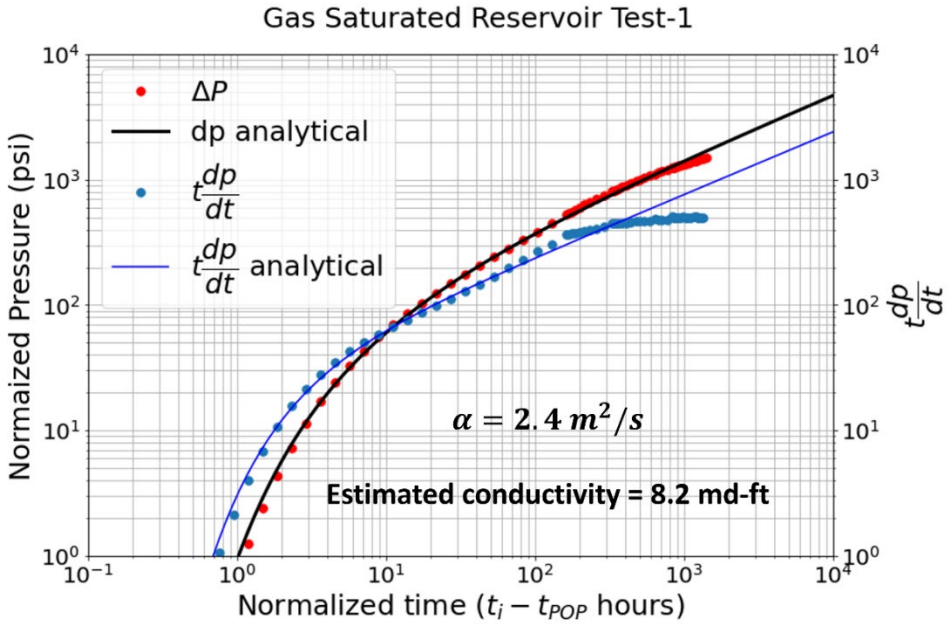

图*11.* 案例*#1*中测试*-1*的导流能力估算。

图12展示了案例#2中三项测试的dp和$t\frac{dp}{dt}$图。解析解拟合良好，三项测试的α值一致。根据附录B所述方法，计算了每项测试的多相混合流体黏度和压缩性。三项测试计算得到的导流能力分别为：测试1：3–5毫达西·英尺；测试2：9–10毫达西·英尺；测试3：3–5毫达西·英尺。这些结果与输入的10毫达西·英尺裂缝导流能力基本一致。图13展示了三项测试的CPG图。CPG值基本一致，分别为0.23、0.19和0.26。

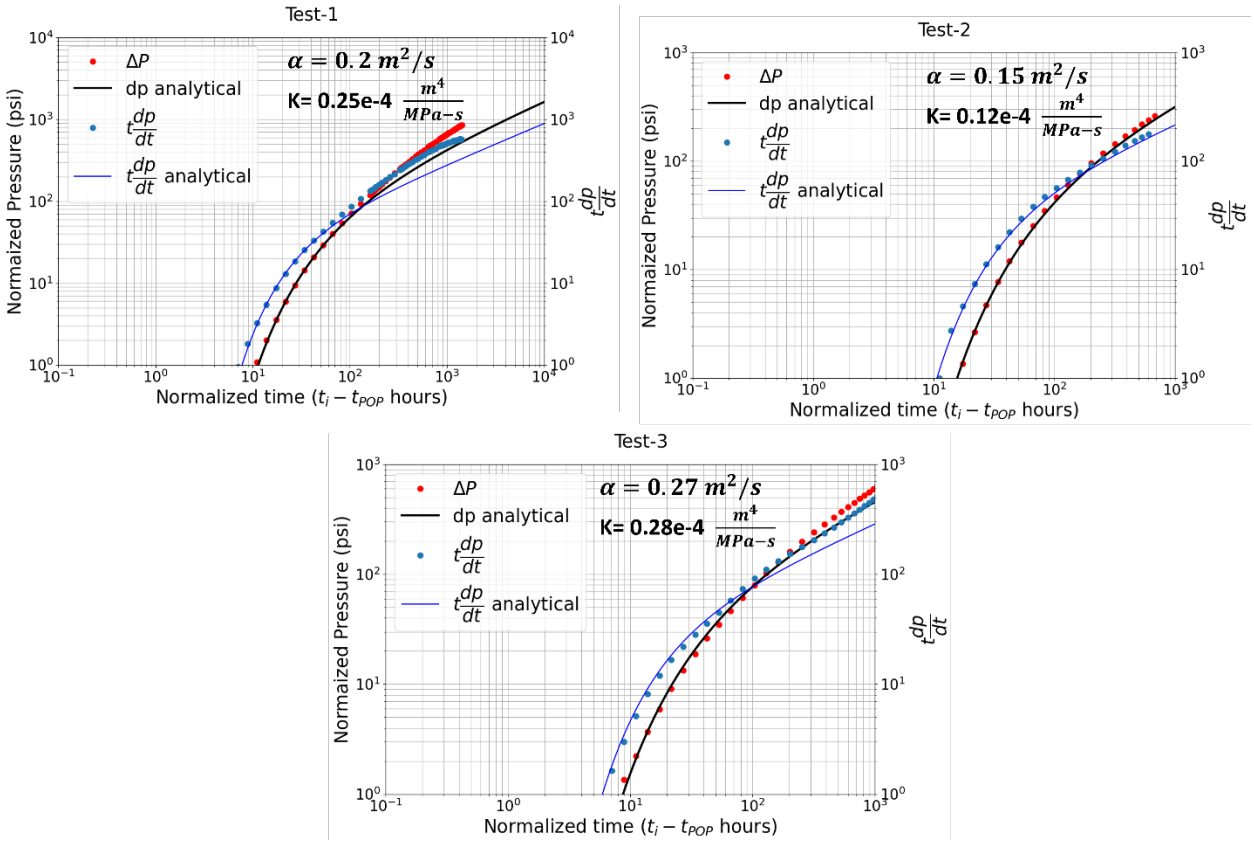

图*12*。在具有*10*毫达西·英尺裂缝的情况下，将解析解得出的Δp, $t\frac{dp}{dt}$与模拟模型中三次测试的压力观测值绘制在一起。测试*1*期间压力高于泡点，而在测试*2*之前，由于生产井和监测井的流体采出导致衰竭，压力降至泡点以下。

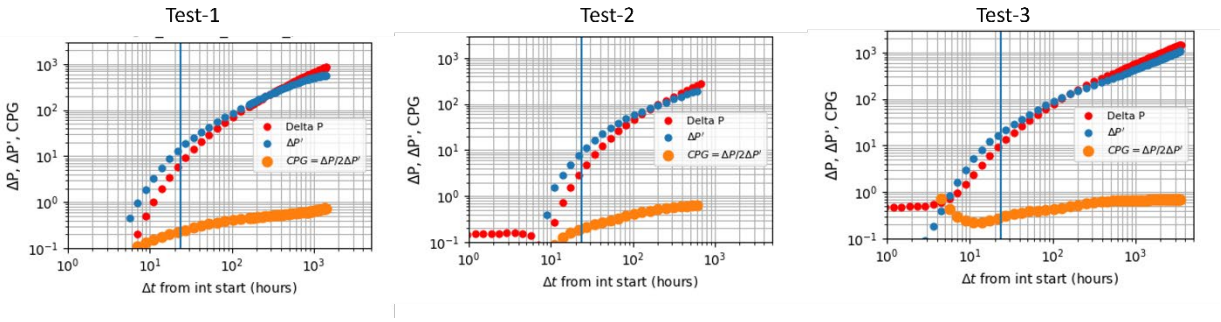

图13。模拟中三次测试的*CPG*计算：测试*-1*期间压力高于泡点压力，而在测试*2*开始前降至泡点压力以下 *23, 0 24 0 19 026*。三次测试的小时*CPG*值分别为 . . 和 .。

案例3的模拟采用全耦合三维水力压裂和油藏模拟，代表一个真实案例研究中的典型单个水力压裂阶段，该阶段包含10个射孔簇，簇间距为20英尺。模拟器采用全耦合三维方法，对裂缝扩展、滤失、应力阴影以及裂缝内的支撑剂分布进行建模（McClure等，2022c）。

图14a展示了输入到生产井和监测井模拟中的流体和支撑剂注入计划。图14b展示了两口井之间连通裂缝中的支撑剂分布。尽管支撑剂分布不均匀，但两口井通过多条裂缝完全连通，且这些裂缝的支撑区域相互重叠。有关真实单段模拟的更多细节见附录 C。

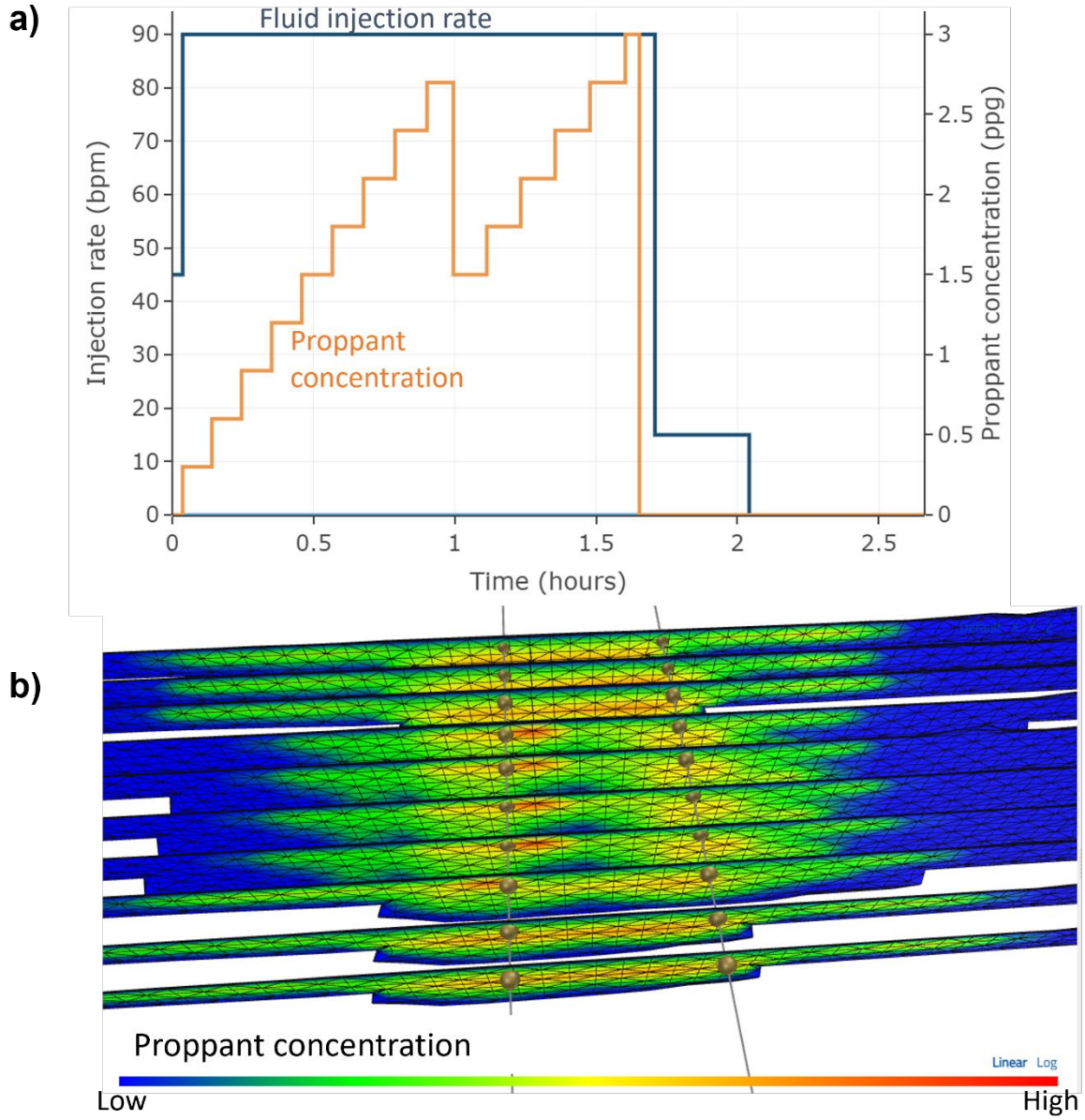

图 *14. a)* 真实水力压裂阶段模拟所用的泵注计划；*b)* 形成的连通裂缝中的支撑剂分布。

图 15 显示，随着复杂程度逐步增加，这三个案例的结果仍然汇聚到同一条曲线上，这与第4.2节的结果一致。这些结果表明，即使应用于完全符合实际的案例，该方法依然稳健。

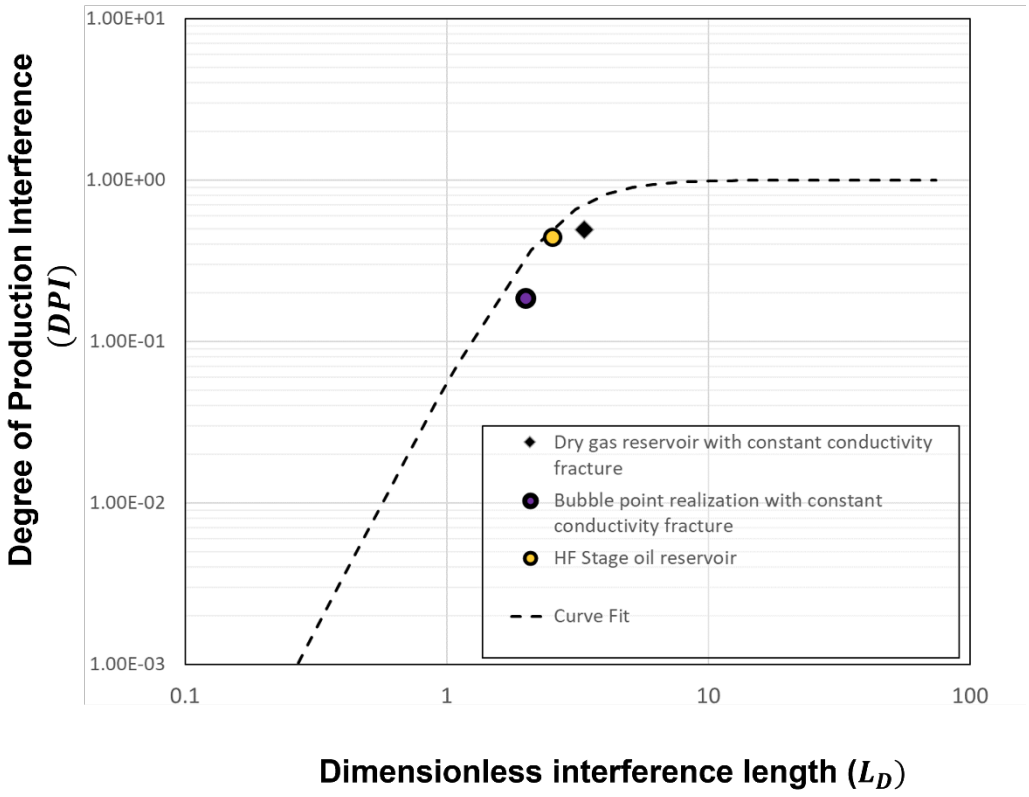

图 *15. DPI* 与 L_D，其中包含更复杂的案例。

未来的研究值得探讨非均质裂缝导流能力这一主题。如果井间导流能力由一条或少数几条高导流裂缝控制，那么这可能会导致结果出现偏差。

5. 使用实际现场实例展示 DQI方法

为进一步测试 DQI，我们将该方法应用于两项现场测试，这些测试包含多次干扰测试、不同的流体性质、多井、多层段以及不同的完井设计。本节将讨论这两项测试的设置及其结果。

5.1. 阿纳达科盆地现场实例

我们应用DQI流程，对阿纳达科盆地梅拉梅克组一个井场内四口水力压裂井开展的一系列干扰试井进行了分析。Miller等（2019年）详细介绍了俄克拉何马州的梅拉梅克地质。图16a显示了井位的枪管式视图，图16b则显示了作业顺序。一口已存在的母井标记为

P井，在干扰测试活动开始前已生产数月。分析了以下干扰试井：

1. 1号井POP：在2、3和4号井观测到井底压力变化。
2. 2号井POP：在3号井和4号井观测到井底压力变化。
3. 井3 POP：在4号井观测到井底压力变化。

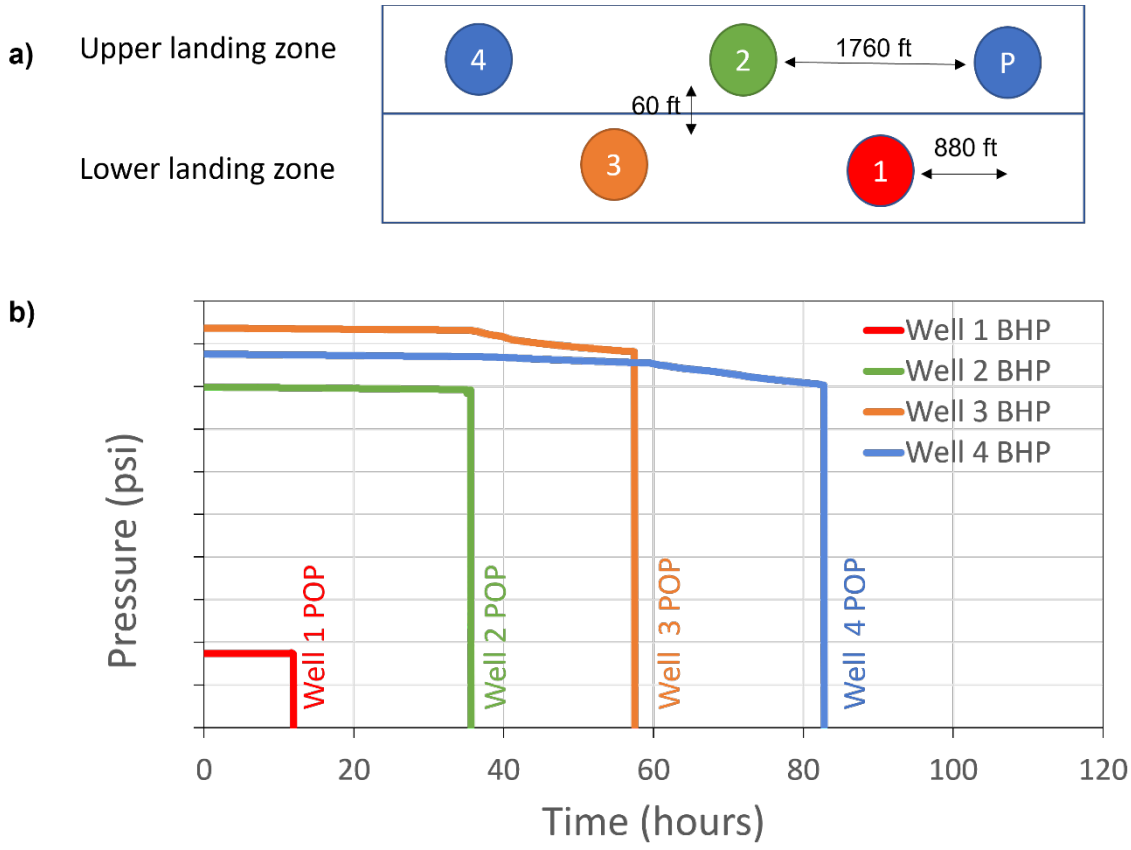

图16 a）枪管式视图 井位；b）各井*POP*顺序及监测井中的井底压力变化。

按照第3节所述的流程，进行了DQI分析。图13展示了将先前压力趋势外推以计算p_{ref}的过程。图14展示了解析线性流解在Bourdet图上的曲线拟合。表4列出了推断得到的水力扩散率、导流能力和DPI值。文中还列出了CPG估算值以供比较。

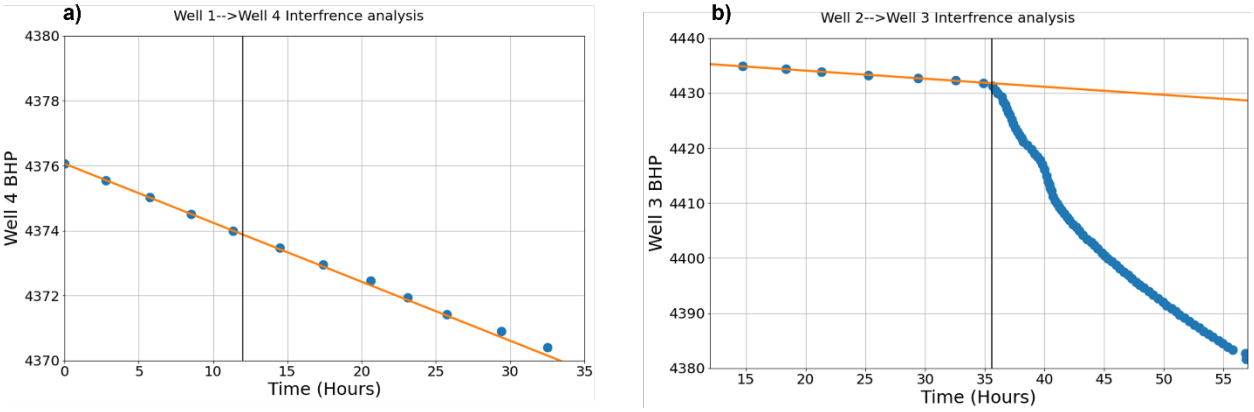

图*17 a*）*1*号井与*4*号井之间的干扰测试，显示干扰可忽略；*b*）*2*号井与井*3*之间的干扰测试，显示干扰显著。

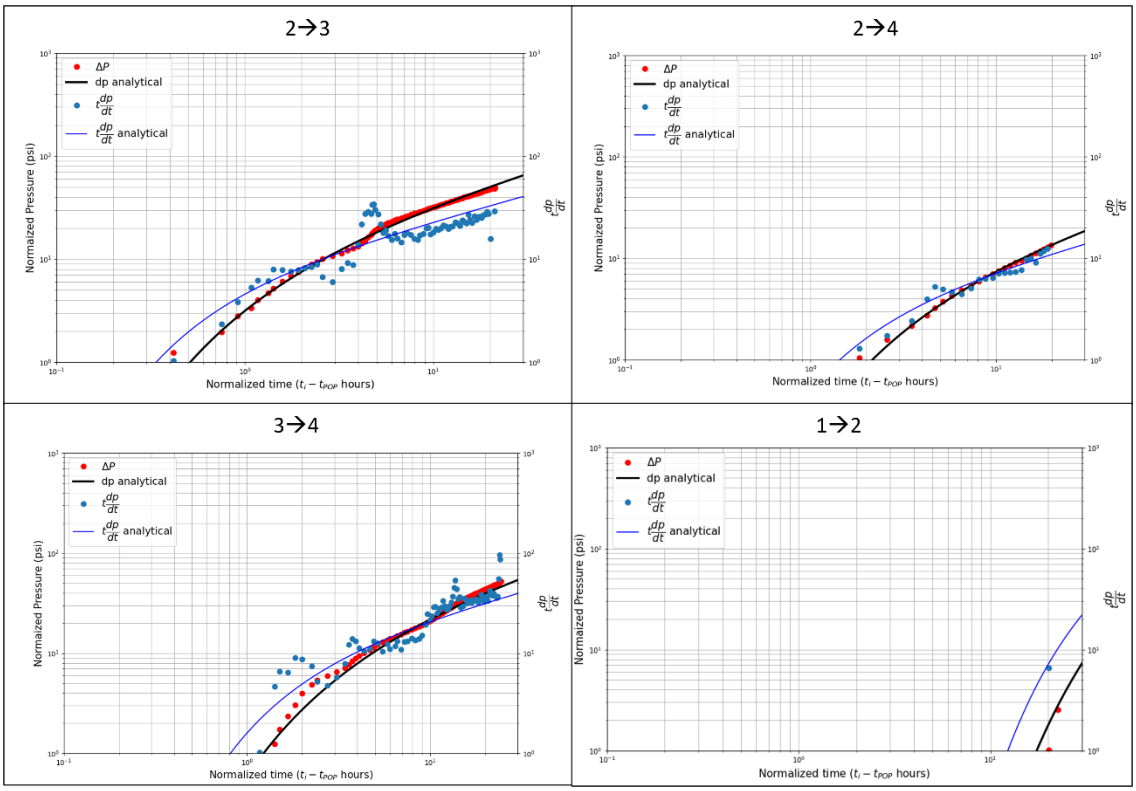

图*18* 对*4*次干扰测试进行解析解拟合。

表3. 梅拉梅克组干扰测试汇总

Test	裂缝 导流能力	无量纲 干扰 长度 (L_D)	CPG	20天DPI 预测自 L_D 估计值
1→2	0.4-0.6 毫达西·英尺	0.5-0.6	0.45-0.5	>1%
1→3	无干扰			0%
1→4	无干扰			0%
2→3	60-90 毫达西·英尺	6.0-7.3	0.8-1	~70%
2→4	10-20 毫达西·英尺	1.2-1.7	0.5-0.7	20-30%
3→4	10-20 毫达西·英尺	2.4-3.5	0.4-0.9	40-50%

需要特别指出的是，计算得出的 DPI 指标反映的是测试时的干扰情况。预计裂缝导流能力会在压降和长期生产过程中显著降低（Li 等，2020），这会使 DPI 降低。因此，为了追踪其随时间的变化，最好在不同时间点进行多次干扰测试。在生产至少数月后进行干扰测试，得出的导流能力和 DPI 估算值将能够代表井间实际的长期生产干扰。

CPG 和 DPI 估算值在定性上是一致的，但 1号井对2号井的干扰除外（图18右下图）。图18显示，此次测试中的压力响应出现延迟且幅度较低。因此，导流能力和 DPI 估算值较低，表明连通相对较弱。然而，此次干扰响应的 CPG 指标与2号井和3号井对4号井的 CPG 指标相近，尽管后者的响应速度快得多、幅度也大得多。与 CPG 估算值相比，DPI 指标给出的解释似乎更符合物理实际。

这些方法可能得出定性上不同的结果，因为 CPG 方法基于曲线形状的幂律标度，而非曲线的时间特征和幅度。

5.2. 特拉华盆地现场实例

在第二个案例研究中，我们将DQI方法应用于特拉华盆地三个不同着陆区内6口井开展的一系列干扰测试。其中4口井配备了井底压力计。图19a展示了井位的枪管式视图，图19b展示了各井投产的顺序。共解读了13次干扰测试。与Meramec不同，

在该数据集中，生产序列早期的含水率很高，因此可简化分析，假设水是唯一的干扰相。

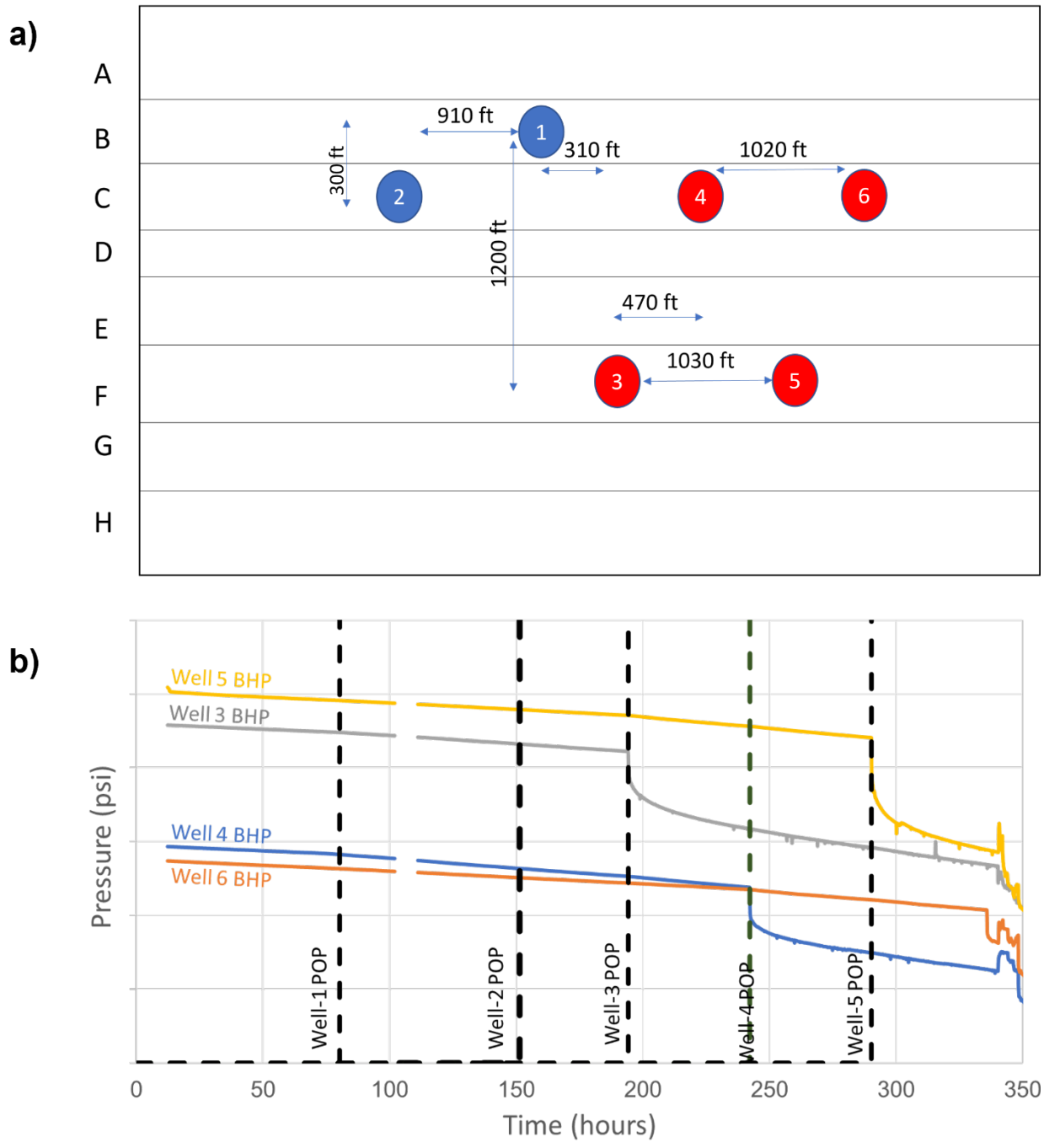

图*19*。*a*）井位及相对距离的枪管式视图。红色标示的*3*、*4*、*5*和*6*号井安装了压力计进行监测；*b*）*6*口井的*POP*序列，以及安装压力计的*4*号井的井底压力

我们按照第3节所述的流程分析了该案例研究。14次干扰测试中有9次未显示干扰。例如，2号井P OP在全部4次测试中均未显示干扰信号

由于距离较远，监测井……图20a和b展示了两次干扰测试的示例，检测到了明显的干扰，并使用公式6中的解析解对数据进行了拟合。该解析解能够较好地拟合所有干扰测试的数据。图20c汇总了检测到显著干扰的 POP 与监测井井对的裂缝导流能力估算。同一地质层中的井，其支撑裂缝连通性明显强于位于不同着陆区的井。表4汇总了这些已分析干扰测试的估算 L_D 和 DPI 值。

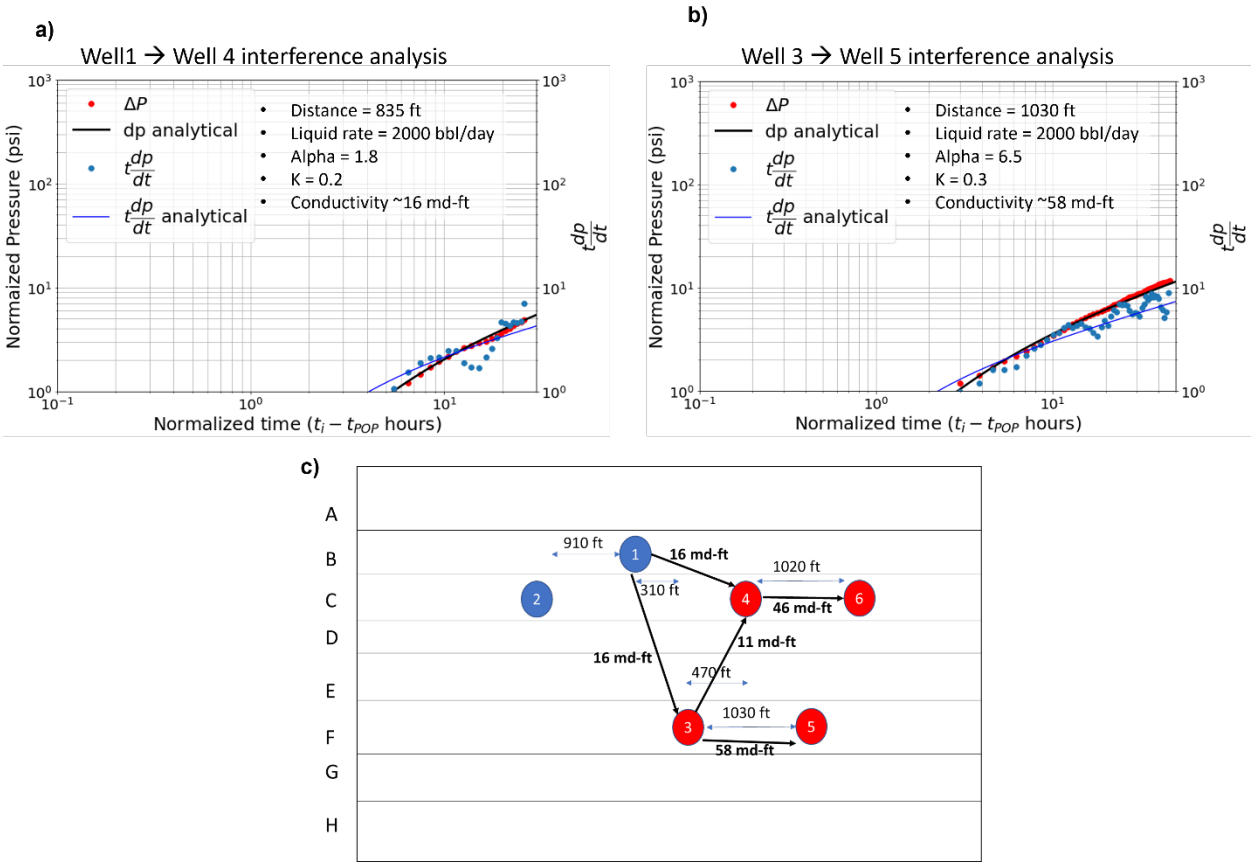

图*20 a)、b)* 两次干扰试井的解析解拟合示例；*c)* 所有测试估算的裂缝导流能力值汇总。

表*4* 特拉华盆地显示出干扰信号的干扰测试汇总

Test	**裂缝导流能力** **(毫达西·英尺)**	**无量纲干扰长度** **(L_D)**	**估计值：20天 DPI**
1→3	15-35	2.0-3.0	30-40%
1→4	15-35	2.9-4.5	60-70%
3→4	10-25	2.0-3.0	30-40%
4→6	45-105	4.1-6.3	80-90%
3→5	55-135	4.5-7.1	80-90%

再次提醒，DPI 和导流能力的这些数值，是根据各井刚开始投产时的裂缝导流能力推导得出的。在长期压降过程中，导流能力可能会降低 10–100 倍，导致 DPI 值显著降低。表5展示了假设裂缝导流能力降低 10 倍和 40 倍时对 DPI 的影响，以反映长期压降过程中导流能力的损失。

表*5*。估算　　由于长期压降导致裂缝导流能力假设下降*10*倍和*40*倍时的*DPI*损失　　.

Test	裂缝导流能力下的估算DPI 除以10	裂缝导流能力下的估算DPI 除以40
1→3	1-5%	<1%
1→4	5-15%	<1-2%
3→4	1-5%	<1%
4→6	12-35%	1-5%
3→5	15-40%	2-7%

6. 讨论——CPG值的解释

模拟结果提供了直观认识，有助于理解 CPG 指标的物理意义。

CPG 值根据压力随时间变化的幂律标度关系计算。一般的幂律方程可写为：

$\boldsymbol{\Delta p = A t^{a}}$	(12)

其中，a 是幂律指数。根据方程 3 中 CPG 的定义，CPG值可与幂律指数建立如下关系：

$\mathbf{CPG = \frac{1}{2a}}$	(13)

线性流（指数为 0.5）的 CPG值为 1.0。双线性流（指数为 0.25）的 CPG值为 2.0。CPG值小于 1 表明压力的标度指数大于 0.5；指数为 1.0（随时间呈线性变化）时，CPG值为 0.5。

CPG值较低意味着井间连通性较弱，这似乎有些矛盾，因为较低的 CPG意味着压力随时间衰减的幂律效应更强（即方程12中的幂律指数更大）。模拟结果表明，这可能与 CPG测量相对于压力干扰开始以及过渡到长期瞬态的时机有关。

图 21 展示了第 4.1 节中非常简单的模拟干扰测试的 CPG、Δp和$t\frac{dp}{dt}$ 曲线。这些测试的 CPG观测结果汇总于表 6。在干扰开始之前，Δp 为零，因此曲线不可见。（a）和（b）图对应导流能力相对较低的模拟，需要经过数小时才能检测到可测量的压力变化。压力变化开始后，$t\frac{dp}{dt}$ 曲线的斜率会暂时变得非常陡，从零开始上升，最终趋于长期趋势。在双对数图上，这种由陡变缓的$t\frac{dp}{dt}$ 趋势，在“观测到偏移线性流”的解析解中也很明显（图 2）。

$t\frac{dp}{dt}$ 曲线的斜率等于方程 3 中的幂律指数，该指数起初非常陡峭，随后逐渐变平。因此，由于 CPG 等于 1/(2α)，表观幂律指数从高到低的趋势对应于 CPG 从低到高的趋势。相应地，在图 21 中，CPG 在干扰开始时从零上升，并逐渐接近其长期值。在这次特定的模拟中，长期流动状态为基质线性流，因此 CPG 逐渐接近 1.0。

CPG 通常在测试开始后约 24 至 48 小时测量。干扰较强的测试在从低值向高值过渡的过程中往往“进展更远”，因此通常会得到更高的 CPG 值。

这种讨论可能过于简化。实际上，CPG 可能受到多种其他因素的影响，例如生产井的压力下降速率、基质渗透率以及发生反常扩散的可能性（Raghavan & Chen, 2013; Ren & Guo, 2015）。此外，裂缝表皮等影响幂律假设的机制也可能影响 CPG（Jha & Lee, 2022年）。

总体而言，我们的结果表明，在储层和测试条件相似的井之间进行比较时，CPG指标通常能够较好地定性比较相对连通性。然而，由于该指标会受到多种其他因素的影响（图10），不同地层或不同测试条件下的CPG值可能不具可比性。

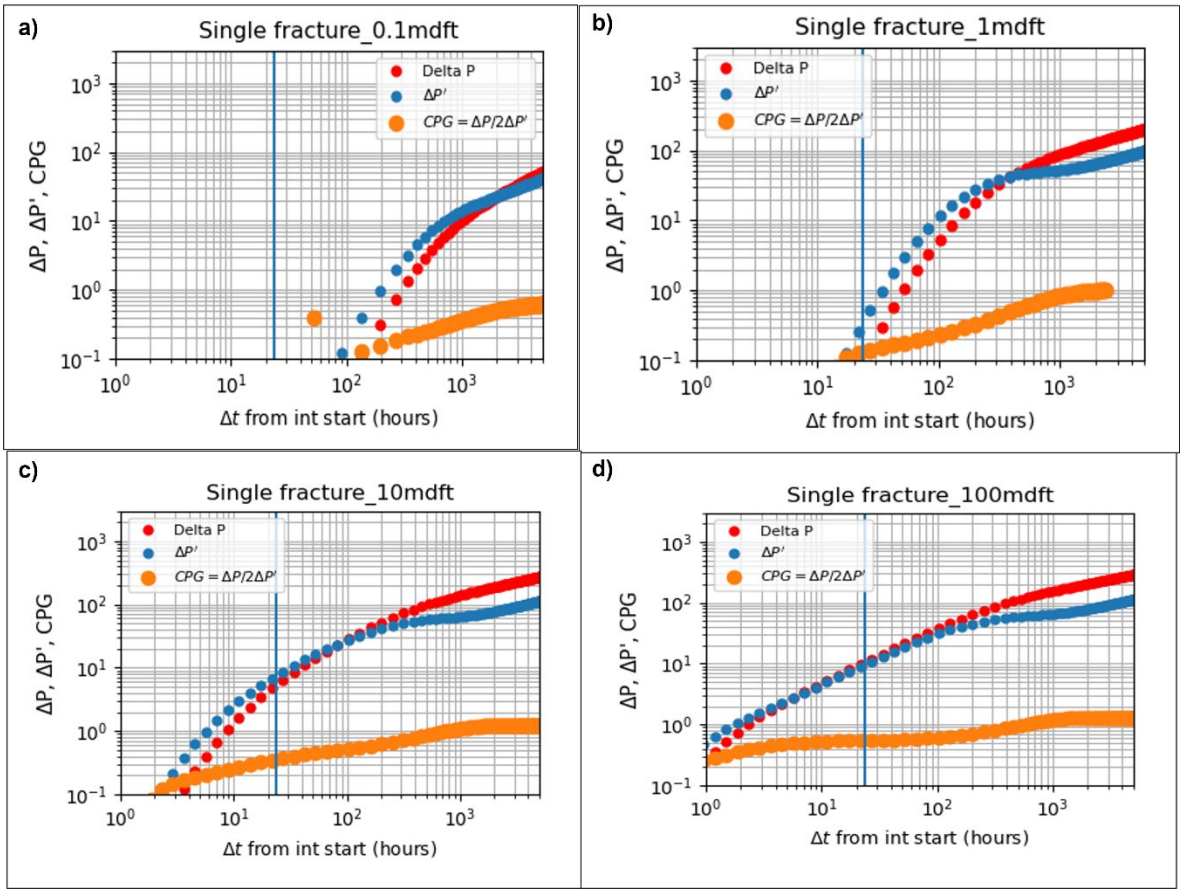

图 *21.* 恒定流率模拟中的 *CPG* 随时间的变化。

表 6. 延长干扰测试中的 *CPG* 和 $t\frac{dp}{dt}$ 观测结果

裂缝导流能力 (毫达西·英尺)	CPG值		$t\frac{dp}{dt}$观测结果		备注
	24小时	长期	24小时	长期	
0.1	NA	0.7，且仍在上升	NA	0.5-1	未达到1/2斜率在其中达到test
1	0.1	~1	~1	0.5	最终的半斜率达到于~1.3个月
10	0.35	1.1-1.2	~1	0.5	最终半斜率达到时间~1.2 个月
100	0.55	1.2-1.3	~1	0.5	最终半斜率在 ~1- 达到 1.2 个月

7. 结论

我们介绍了新开发的DQI方法，用于分析页岩井之间的干扰测试。DQI为地下工程师提供了一套实用流程，帮助他们充分发挥井下压力计的价值，并在未来的开发计划中更好地优化井距和完井设计。

该流程首先根据观测井中干扰最初出现的时间估算水力扩散率。随后，利用扩散率估算水力传导率，并据此估算无量纲泄流长度参数 L_D。我们引入一种基于产量变化的指标，以估算生产干扰程度，即 DPI。根据各种条件下的模拟结果，我们通过经验方法建立了 DPI 与 L_D 之间的关系。

DQI 的优点包括：

a. 由于该方法依据观测井中压力干扰最初出现的时间，因此不易受压降方案差异和/或裂缝流动非线性效应的影响。 b. 它将观测结果与裂缝导流能力这一物理参数联系起来，而该参数原本难以测量。 c. 它为估算干扰对生产的影响提供了框架。 d. 它考虑了流体和岩石性质变化的影响。

DQI 是业内首次尝试结合压力瞬变分析、数值模拟和现场数据，通过将干扰测试的压力响应与流体流动和多孔介质的物理特性联系起来，对其进行表征。

未来的工作中，我们希望：（a）使用 Python 编写 DQI，以自动化工作流程中的某些环节；（b）将该方法应用于更多现场数据集，并评估其性能；（c）利用模拟评估能否从干扰测试中提取更多信息；（d）考虑整合来自光纤的干扰观测结果。

除了干扰试井解释之外，L_D 与 DPI 之间的关系也可直接用于井距优化。

致谢

作者谨此感谢 Devon Energy 对本项目的支持。我们也感谢所有作业工程师和现场人员，他们负责部署了本项目使用的井下压力计。

参考值

Abbaszadeh, M., & Cinco-Ley, H.（1995年）。有限导流能力断层储层中的压力瞬态行为。*SPE*地层评价，*10*(01)，26–32。https://doi.org/10.2118/24704-PA

Almasoodi, M., Vaidya, R., & Reza, Z.（2020年）。梅拉梅克组的压降管理与裂缝间距优化：基于数值与经济分析的方法。*SPE*油藏评价与工程，*23*(04)，1251–1264。https://doi.org/10.2118/201245-PA

Ballinger, B., Green, B., Vajjha, P., Haffener, J., Edwards, M., Almasoodi, M., & Haustveit, K.（2022年）。了解巴肯/三叉组页岩区的水力半长与导流半长——结合封闭井筒压力监测 S WPM 与 Chow压力组 CPG。国际石油工程师协会 - *SPE*水力压裂技术会议暨展览会，*HFTC 2022*，1–3。https://doi.org/10.2118/209144-MS

Barton, N., Bandis, S., & Bakhtar, K. (1985). 岩石节理的强度、变形与导流能力耦合。国际岩石力学与采矿科学杂志及，*22*(3), 121–140. https://doi.org/10.1016/0148-9062(85)93227-9

Cao, R., Li, R., Girardi, A., Chowdhury, N., & Chen, C. (2017). 二叠纪盆地沃尔夫坎普开发中的井间干扰与最佳井距。*2017*年*SPE/AAPG/SEG*非常规资源技术会议，24–26. https://doi.org/10.15530/URTEC-2017-2691962

Chu, W. C., Scott, K. D., Flumerfelt, R., Chen, C., & Zuber, M. D. (2020). 一种量化压裂水平页岩井压力干扰的新技术。*SPE*油藏评价与工程，*23*(01), 143–157. https://doi.org/10.2118/191407-PA

Cinco L., H., Samaniego V., F., & Dominquez A., N. (1978). 有限导流能力垂直裂缝井的瞬态压力行为。国际石油工程师协会期刊，*18*(04), 253–264. https://doi.org/10.2118/6014-PA

Cipolla, C., Wolters, J., McKimmy, M., Miranda, C., Hari-Roy, S., Kechemir, A., & Gupta, N. (2022). 观测侧向项目：远场排水的直接测量。国际石油工程师协会 - *SPE*水力压裂技术会议暨展览会，*HFTC 2022*, 1–3. https://doi.org/10.2118/209164-MS Hetnarski, R. B., & others. (2014). 热应力百科全书。多德雷赫特：施普林格荷兰。Jha, H. S., & Lee, W. J. (2022). Chow压力组分析是否为非常规储层的RTA提供了任何新信息？论文集 - *SPE*年度技术会议暨展览会，*2022*年

-

十月。 https://doi.org/10.2118/210481-MS

Joshua C. Miller、Matthew J. Pranter & Andrew B. Cullen。（2019年）。阿纳达科盆地俄克拉何马州中部密西西比纪 *Meramec* 及相关地层的区域地层与有机质丰度。*70*（2），50–79。http://archives.datapages.com/data/ocgs/data/070/070002/50_ocgs700050.htm

Li, T.、Chu, W. & Leonard, P. A.（2020年）。水力压裂试验场（HFTS）压力数据的分析与解释。*SPE/AAPG/SEG*非常规资源技术会议 *2020*，*URTeC 2020*。https://doi.org/10.15530/URTEC-2019-233

McClure, M.、Albrecht, M.、Bernet, C.、Etcheverry, K.、Fuhr, A.、Gherabati, A.、Molina, C.、Ponners, C.、Ratcliff, D.、Rondon, J.、Sinha, R.、Sung, A. & Xu, J.（2022a）。协作式父/子井行业研究结果：二叠纪盆地。第*1*天，*2022*年*12*月*14*日，星期三。https://doi.org/10.2118/211899-MS

McClure, M., Albrecht, M., Cipolla, C. 和 Molina, C.（2022b）。非常规储层现场测试的设计与实施：实践视角。*SPE*年度技术会议暨展览会论文集，*2022*年十月。https://doi.org/10.2118/210477-MS

McClure, M., Bammidi, V., Cipolla, C., Cramer, D., Martin, L., Savitski, A. A., Sobernheim, D. 和 Voller, K.（2019年7月25日）。关于DFIT解释的协作研究：整合建模、现场数据和分析技术。*SPE/AAPG/SEG*非常规资源技术会议 *2019*，*URTC 2019*。https://doi.org/10.15530/urtec-2019-123

McClure, M., Kang, C., Hewson, C., Medam, S., Dontsov, E. 和 Singh, A.（2022c）。*ResFrac* 技术说明。http://arxiv.org/abs/1804.02092

Miranda, C., Cipolla, C., & Murray, M.（2022年）。巴肯页岩井间干扰测试分析：一个完全连通的系统。https://doi.org/10.15530/URTEC-2022-3717749 Pearson, C. M.（2001）。无量纲裂缝导流能力：更好的输入值造就更好的井。期刊

f

石油技术，*53*(01), 59–63. https://doi.org/10.2118/60184-JPT Raghavan, R., & Chen, C. (2013). 反常扩散条件下的压裂井性能。*SPE*油藏评价与工程，*16*(03), 237–245. https://doi.org/10.2118/165584-PA Ren, J., & Guo, P. (2015). 页岩气藏中多级压裂水平井的反常扩散性能。天然气科学与工程杂志，*26*, 642–651. https://doi.org/10.1016/J.JNGSE.2015.07.003

Willis-Richards, J., Watanabe, K., & Takahashi, H. (1996). 人工地热系统随机岩石力学模型的进展。《地球物理研究杂志：固体地球》，*101*(B8), 17481–17496。https://doi.org/10.1029/96JB00882

Zimmerman, R. W. (2018). 多孔岩石中流体流动的压力扩散方程。帝国理工学院石油工程讲座，1–21. https://doi.org/10.1142/9781786345004_0001

附录 A：原始结果表

表 7：在图 6 所示的规定压力下降条件下，所有模拟案例的裂缝导流能力计算结果；该压力下降与典型的页岩井压力降落一致。

Simulation input parameters						Estimated from data	Assumed reasonable values			Estimated from diffusivity (α)	
Parameter	Conductivity	Permeability	Viscosity	Compressibility	Well spacing	Diffusiviity (α)	dW/dp (m/MPa)		Aperture	Fracture conductivity	
							low	high	W	low	high
	md-ft	nd	cp	psi^-1	ft	m2/s	m/MPa	m/MPa	m	md-ft	md-ft
Conductivity	1	15	0.31	0.000003	880	0.07	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	0.6	1.4
	10	15	0.31	0.000003	880	0.75	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	6.4	15.5
	100	15	0.31	0.000003	880	7.2	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	61.0	148.9
	1000	15	0.31	0.000003	880	70	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	593.1	1447.4
Permeability	10	1	0.31	0.000003	880	0.9	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	7.6	18.6
		10	0.31	0.000003	880	0.85	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	7.2	17.6
		20	0.31	0.000003	880	0.77	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	6.5	15.9
		50	0.31	0.000003	880	0.68	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.8	14.1
		100	0.31	0.000003	880	0.65	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.5	13.4
		200	0.31	0.000003	880	0.62	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.3	12.8
		500	0.31	0.000003	880	0.6	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.1	12.4
	1	1	0.31	0.000003	880	0.07	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	0.6	1.4
		10	0.31	0.000003	880	0.06	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	0.5	1.2
		100	0.31	0.000003	880	0.06	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	0.5	1.2
	100	1	0.31	0.000003	880	7	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	59.3	144.7
		10	0.31	0.000003	880	8	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	60.2	146.8
		100	0.31	0.000003	880	7.1	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	67.8	165.4
Viscosity	10	10	0.010333	0.000003	880	22	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	6.2	15.2
		10	9.3	0.000003	880	0.022	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.6	13.6
Compressibility	10	10	0.31	0.00003	880	0.5	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.7	11.9
		10	0.31	0.0003	880	0.1	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	4.2	5.4
Well spacing	10	15	0.31	0.000003	520	1.35	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	11.4	27.9
		15	0.31	0.000003	600	0.9	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	7.6	18.6
		15	0.31	0.000003	1140	0.8	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	6.8	16.5
		15	0.31	0.000003	1450	0.8	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	6.8	16.5
		15	0.31	0.000003	1760	0.6	8.00E-06	2.00E-05	7.60E-04	5.1	12.4

附录B：多相流体流动下流体性质的计算

为了估算 L_D，我们需要估算储层中的流体压缩性、黏度和总流度。这些数值无法精确确定。不过，我们可以采用合理的简化假设，推导出一阶近似。

首先，我们尝试估算地层中的流体饱和度。如果使用黑油模型，可以将地面体积换算为储层体积：

$$RB_o = STB_o B_o, \tag{B1}$$

$$RB_g = \left(scf_g - R_s STB_o\right) B_g, \tag{B2}$$

$$RB_w = STB_w B_w, \tag{B3}$$

如果使用修正黑油模型，则必须将方程 B1 和 B2 替换为：

$$STB_o = \frac{RB_o}{B_o} + \frac{RB_g}{B_g} R_v, \tag{B4}$$

$$scf_g = \frac{RB_g}{B_g} + \frac{RB_o}{B_o} R_s. \tag{B5}$$

然后，必须联立求解方程 B4 和 B5，以求得 储层桶$_g$ 和 储层桶$_o$。

黑油表中的数值 B_o、B_g、R_s 和 R_v，可在生产井的井底压力下进行计算。如果井底压力高于饱和压力，则可以可靠地假定储层中仅存在一个烃相。 B_w 几乎总是接近 1.0。

储层桶代表“reservoir barrels”（储层桶），更广义地说，是储层中该相的体积。这些储层桶数值应理解为储层中的流动体积，而非实际的“原地”体积。

总流度定义如下：

$$M_t = \frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g}. \tag{B6}$$

可以写作：

$$\frac{1}{M_t}\frac{k_{rw}}{\mu_w} = \frac{RB_w}{RB_w + RB_o + RB_g} \tag{B7}$$

$$\frac{1}{M_t}\frac{k_{ro}}{\mu_o} = \frac{RB_o}{RB_w + RB_o + RB_g} \tag{B8}$$

$$\frac{1}{M_t}\frac{k_{rg}}{\mu_g} = \frac{RB_g}{RB_w + RB_o + RB_g} \tag{B9}$$

方程 B6-B9 定义了一个方程组，可通过求解得到三相的相对渗透率。黏度值可从黑油表中读取。在页岩中，典型值为 $\mu_w = 0.3\ cp$、$\mu_o = 0.3\ cp$ 和 $\mu_g = 0.03\ cp$。

如果我们已有相对渗透率曲线的估计值，就可以通过求解这些曲线，根据相对渗透率推断相态饱和度。或者，也可以采用一个简单的假设，例如：

$$k_{rp} = S_p \tag{B10}$$

Or:

$$k_{rp} = \left(S_p - 0.2\right)^2 \tag{B11}$$

已知各相饱和度后，可以计算总压缩性：

$$c_t = c_\phi + S_w c_w + S_o c_o + S_g c_g \tag{B12}$$

c_ϕ 的值可假设为 1e-5 psi^{-1}。c_w 的值可假设为 3e-6 psi^{-1}。油相和气相的压缩性可以根据黑油表中的数值进行估算：

$$c_g = -\frac{1}{B_g}\frac{dB_g}{dp} \tag{B13}$$

$$c_o(above\ bubble\ point) = -\frac{1}{B_o}\frac{dB_o}{dp} \tag{B14}$$

$$c_o(below\ bubble\ point) = -\frac{1}{B_o}\left(\frac{dB_o}{dp} - B_g\frac{dR_s}{dp}\right) \tag{B15}$$

典型值为：c_g ~ 1/p、c_o ($p > p_{sat}$) ~ 1e-5 psi^{-1}，以及 c_o ($p < p_{sat}$) ~ 2e-4 psi^{-1}。

附录 C：真实阶段模拟的详细信息

第 4.3 节中对一个真实阶段的模拟，采用了完全耦合的三维水力压裂、流体流动和地质力学模拟器。图14a所示的泵设计用于生产井和监测井。地层流体和储层性质与来自梅拉梅克组的历史拟合数据集一致。注入流体设为高黏度减阻剂（HVFR），其流体黏度随应变率变化，范围为10-35 cP。测试-1期间的干扰流体是高黏度减阻剂与地层流体的混合物，因为裂缝中仍充满注入流体。测试-1涉及一种流体混合物，其黏度在两个端元极值之间呈非均质分布。测试2和测试-3仅涉及地层流体，其黏度和压缩性按照附录B中概述的方法计算。裂缝开度及相应的导流能力是有效法向应力的函数，并且在各项测试之间有所不同。图22展示了裂缝的三维图，显示了流体黏度、裂缝导流能力和缝宽。

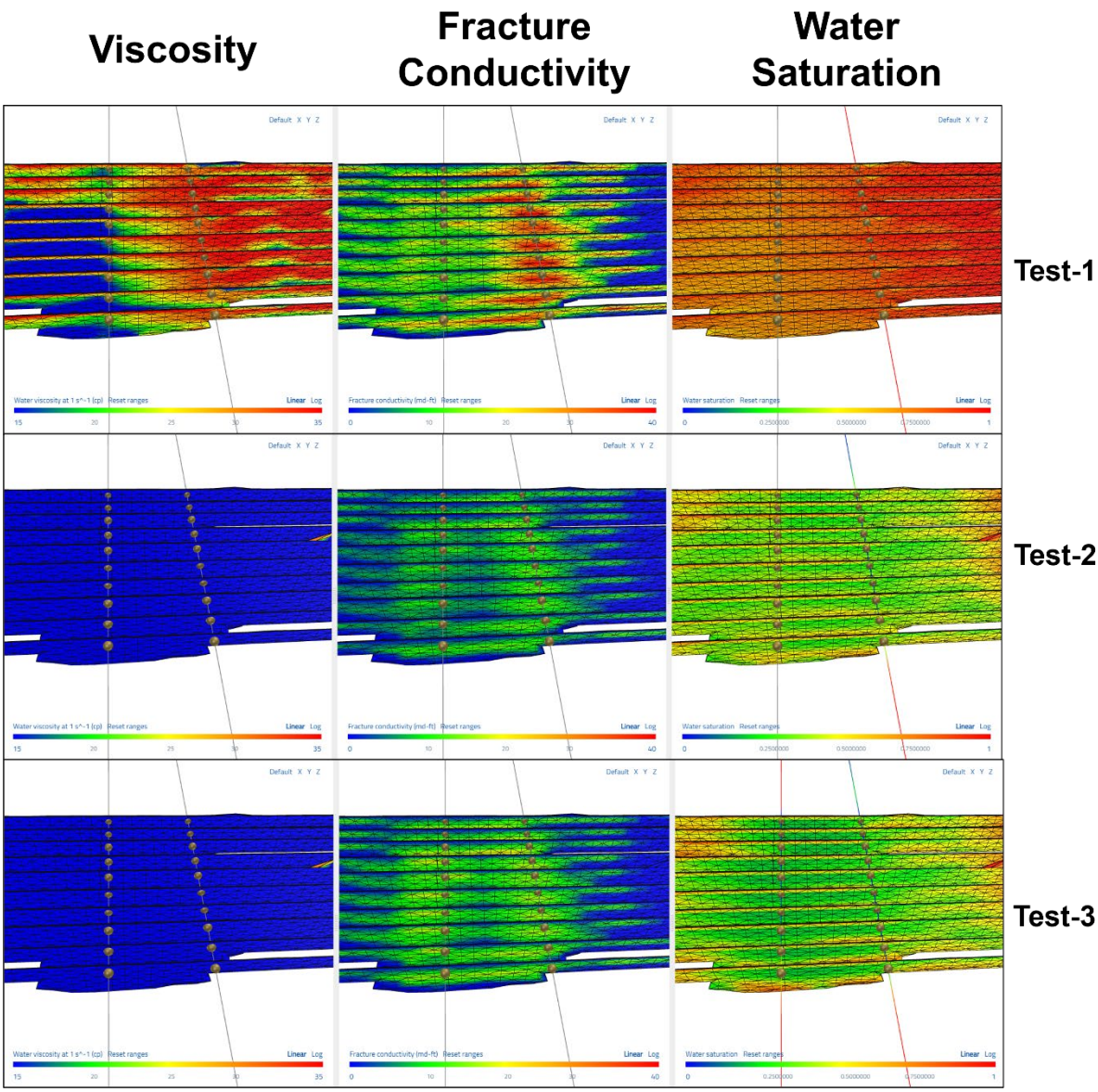

图22. 水黏　　度、裂缝导流能力和裂缝中的含水饱和度，展示了三次干扰测　　*ts.* 注意黏度分布不均匀的情况，见*1st* 测试。

由于单条裂缝内部以及多条裂缝之间的裂缝导流能力均不均一，因此产生了这样一个问题：干扰试井测得的导流能力值是什么？由于多条裂缝类似于“并联”连通，干扰试井很可能反映的是导流能力最高的裂缝的连通性。在一条裂缝内部，支撑剂颗粒类似于“串联”连通，因此干扰试井测得的是沿裂缝分布的导流能力的近似调和平均值。图23展示了第3节所述三项测试中裂缝导流能力的估算。对于 L_D 和 DPI 图，采用测试2的导流能力，因为它最接近进行 DPI 测量的时间。

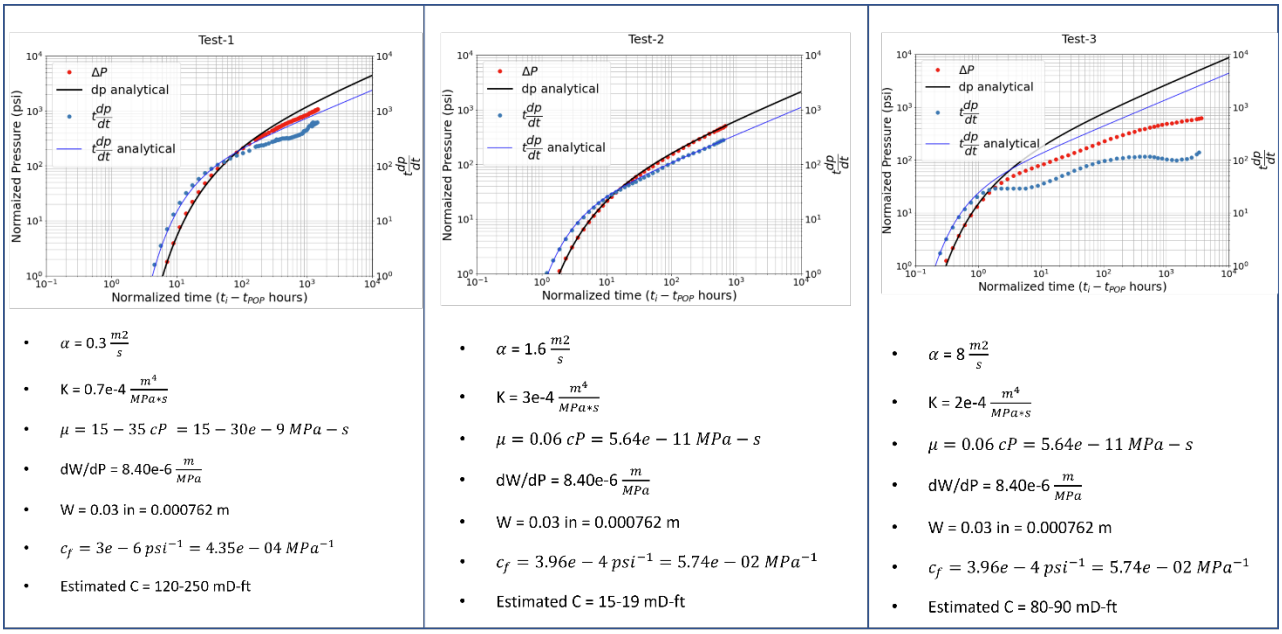

图*23.* 使用第*3*节所述方法，在真实分段压裂模型中对三次测试进行的裂缝导流能力估算。

附录 D：基于径向流推导无量纲裂缝导流能力的经典定义

方程7使用达西定律表示沿裂缝的流量：

$$Q_{fracture} = \frac{C_{fracture}}{\mu} H \frac{\Delta p_{fracture}}{L} \tag{D1}$$

无限作用径向流产生的压力降按以下关系标度（Horne，1995年）：

$$\Delta p_{radial} \propto \frac{Q_{radial}\mu}{kH} \tag{D2}$$

令径向流流量等于裂缝流量，并求解 Δp_{radial} 与$\Delta p_{fracture}$ 之比，得：

$$\frac{\Delta p_{radial}}{\Delta p_{fracture}} \propto \frac{C_{fracture}}{kL} \equiv F_{CD} \tag{D3}$$

方程D3是无量纲裂缝导流能力的经典定义。与方程12比较可知，考虑线性流或径向流时，标度关系有所不同。

图24展示了根据经典径向流假设推导的F_{CD} 与DPI的关系图。由于F_{CD} 未能恰当地考虑流体和基质性质的变化，因此两者之间不存在明确的关系。

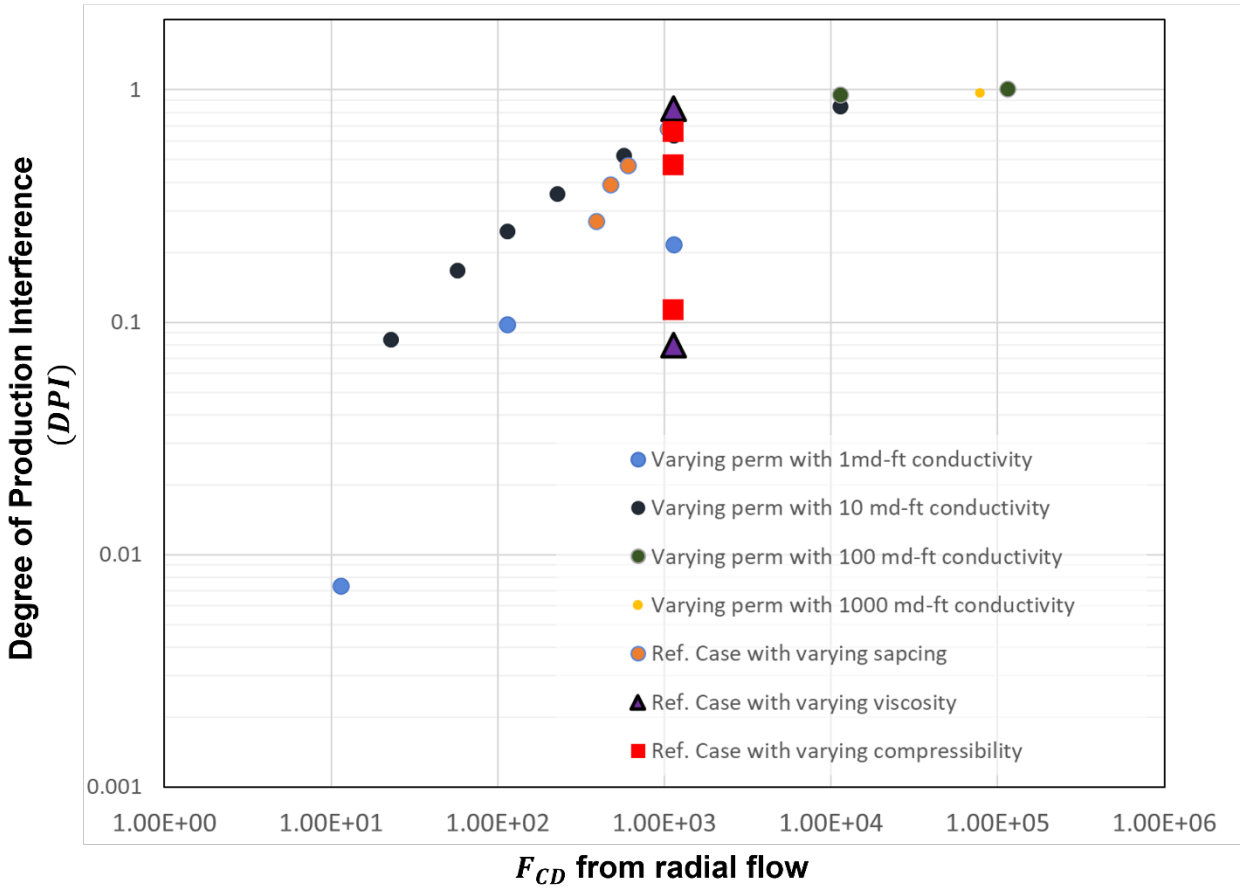

图*24*。F_{CD} 根据径向流假设推导，并绘制为相对于 *DPI* 的曲线。请注意，当黏度和压缩性变化时，具有相同 F_{CD} 的点所对应的 *DPI* 也会变化。